



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Estimación de la demanda eléctrica en Madrid Nuevo
Norte. Evaluación de escenarios y optimización de
demanda conforme a la normativa europea y española
relativa a la eficiencia energética

Autor: José Javier Vicario de Miguel

Director: Santiago Mirabal Montero

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Estimación de la demanda eléctrica en Madrid Nuevo Norte. Evaluación de escenarios y
optimización de demanda conforme a la normativa europea y española relativa a la
eficiencia energética

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2025/26 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: José Javier Vicario de Miguel Fecha: 02/07/2026

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Santiago Mirabal Montero Fecha: ..05../ ..07../ 2026



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Estimación de la demanda eléctrica en Madrid Nuevo
Norte. Evaluación de escenarios y optimización de
demanda conforme a la normativa europea y española
relativa a la eficiencia energética

Autor: José Javier Vicario de Miguel

Director: Santiago Mirabal Montero

Madrid

ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN MADRID NUEVO NORTE. EVALUACIÓN DE ESCENARIOS Y OPTIMIZACIÓN DE DEMANDA CONFORME A LA NORMATIVA EUROPEA Y ESPAÑOLA RELATIVA A LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

Autor: Vicario de Miguel, José Javier.

Director: Mirabal Montero, Santiago.

Entidad Colaboradora: ICAI - Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

Introducción

El crecimiento de las grandes ciudades y el avance de la electrificación del consumo, en sectores como el transporte y la climatización, han convertido la estimación fiable de la demanda eléctrica en un paso previo imprescindible para el desarrollo de cualquier actuación urbanística de gran escala. Un dimensionamiento adecuado de las infraestructuras de suministro, como las subestaciones y los centros de transformación, resulta determinante para garantizar la continuidad del servicio y para evitar tanto los sobrecostes de un sobredimensionamiento como las limitaciones de una previsión insuficiente.

El método más extendido para estimar esta demanda se apoya en los ratios reglamentarios del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) y en los coeficientes de simultaneidad de su instrucción ITC-BT-10. Estos ratios reflejan el consumo del parque de edificios existente y no recogen las exigencias de eficiencia que la normativa europea y el Código Técnico de la Edificación (CTE) imponen hoy a la edificación de nueva planta. En un desarrollo concebido íntegramente como obra nueva, esta limitación conduce con facilidad a un sobredimensionamiento de la demanda y, con ella, de la infraestructura.

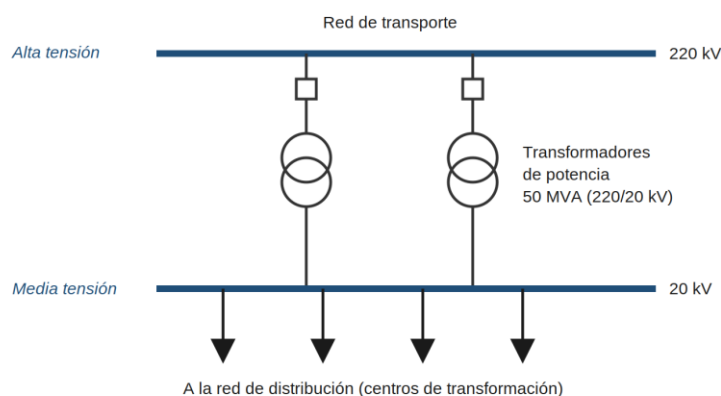
El objeto de este Trabajo de Fin de Grado es estimar la demanda eléctrica de tres ámbitos de un gran desarrollo urbanístico de nueva construcción APE 05.31 (Centro de Negocios), APE 08.20 (zona mixta residencial) y APE 08.21 (zona mixta comercial) y evaluar el efecto de la eficiencia energética sobre esa demanda y sobre la infraestructura de transformación necesaria.

Metodología

Se ha desarrollado un modelo de cálculo por usos en hoja de cálculo, con una pestaña por tipología (residencial, terciario de oficinas, terciario comercial, dotacional, zonas verdes y viario) y pestañas de resumen que agregan los resultados por ámbito y para el conjunto. A partir de la superficie edificable y del número de viviendas de cada ámbito, obtenidos del planeamiento urbanístico, se aplican los ratios de potencia y los coeficientes de simultaneidad de la ITC-BT-10 y se obtiene la potencia activa. La conversión a potencia aparente se realiza mediante el factor de potencia, lo que permite dimensionar la infraestructura en media y alta tensión.

Sobre la demanda de partida se construye un escenario eficiente. La reducción por eficiencia se aplica solo a la carga de edificio de los usos residencial, oficinas y comercial, descomponiéndola por partidas (calefacción, refrigeración, iluminación y equipamiento) y asignando a cada una un porcentaje de reducción apoyado en el CTE DB-HE, en las directivas europeas de eficiencia y en estudios del IDAE. Los servicios generales, los garajes, la reserva de recarga de vehículo eléctrico y los usos dotacional, viario y zonas verdes no se reducen, por no depender de la eficiencia del edificio.

Finalmente, la demanda de cada escenario se transforma en potencia aparente y se determina el número de transformadores de subestación de 50 MVA y relación 220/20 kV necesarios, dividiendo la potencia aparente total entre la capacidad unitaria y redondeando al alza.



Esquema de una subestación de transformación de 220/20 kV.

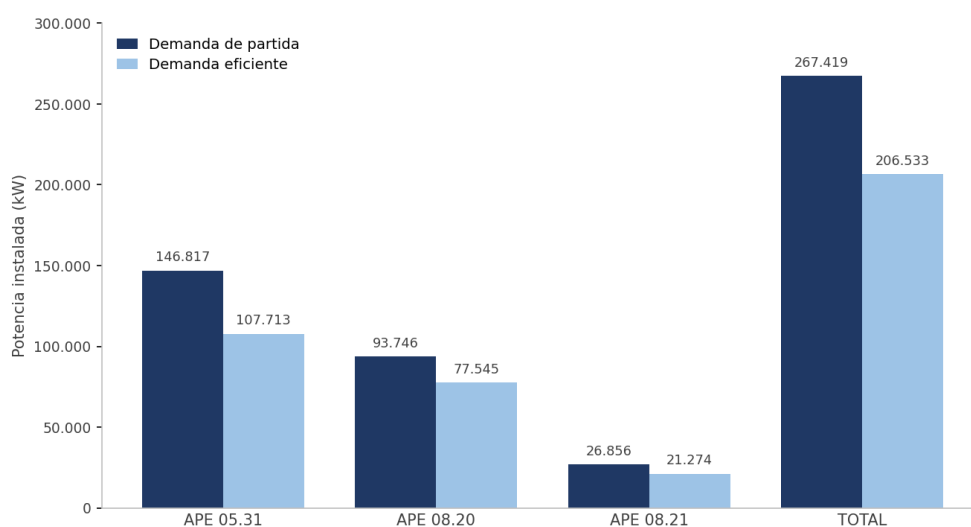
Resultados

La aplicación del modelo a los tres ámbitos arroja una demanda de partida del conjunto de 267.419 kW, que el escenario eficiente reduce a 206.533 kW, un 22,8 % menos. La reducción es mayor en el ámbito terciario (26,6 % en el APE 05.31) y menor en el residencial (17,3 % en el APE 08.20), donde una parte importante de la demanda corresponde a servicios, garajes y recarga de vehículo eléctrico, que no se reducen.

Magnitud	Partida	Eficiente
Demanda total (kW)	267.419	206.533
Reducción de demanda	—	22,8 %
Potencia aparente (MVA)	314,6	243,0
Transformadores de 50 MVA	7	5

Demanda, potencia aparente y número de transformadores en los dos escenarios.

Esta reducción de demanda se traslada directamente a la infraestructura. La potencia aparente total pasa de 314,6 a 243,0 MVA, lo que permite reducir el número de transformadores de subestación de 50 MVA de siete a cinco. Se ahorran, por tanto, dos transformadores, equivalentes a 100 MVA de capacidad de transformación. El ahorro económico asociado, correspondiente a dos unidades de transformación, es del orden de 6 millones de euros.



Demanda de partida y demanda eficiente por ámbito (kW).

Conclusiones

Las medidas de eficiencia energética, además de cumplir la normativa europea y el CTE, reducen de forma tangible la demanda eléctrica y la infraestructura de transformación de un nuevo desarrollo urbanístico. El ahorro de dos transformadores se mantiene robusto frente a variaciones razonables de los porcentajes de reducción adoptados. Estos resultados justifican incorporar la eficiencia energética desde la fase de planeamiento, no solo como una exigencia normativa, sino como un criterio de diseño con retorno económico y ambiental.

Referencias

- [1] Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), Real Decreto 842/2002, e Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-10.
- [2] Código Técnico de la Edificación, Documento Básico de Ahorro de Energía (CTE DB-HE), Real Decreto 314/2006, actualizado por el Real Decreto 732/2019.
- [3] Directiva (UE) 2023/1791 de eficiencia energética y Directiva (UE) 2024/1275 relativa a la eficiencia energética de los edificios.
- [4] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.

ESTIMATION OF THE ELECTRICAL DEMAND IN MADRID NUEVO NORTE. SCENARIO EVALUATION AND DEMAND OPTIMIZATION IN ACCORDANCE WITH EUROPEAN AND SPANISH ENERGY EFFICIENCY REGULATIONS

Author: Vicario de Miguel, José Javier.

Supervisor: Mirabal Montero, Santiago.

Collaborating Entity: ICAI - Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

Introduction

The growth of large cities and the progressive electrification of consumption, in sectors such as transport and air conditioning, have turned reliable electrical demand estimation into an essential preliminary step for any large-scale urban development. Properly sizing the supply infrastructure, such as substations and transformer centres, is decisive for guaranteeing the continuity of service and for avoiding both the extra cost of oversizing and the operational limitations of an insufficient forecast.

The most widespread method for estimating this demand relies on the regulatory ratios of the Spanish Low Voltage Electrotechnical Regulation (REBT) and on the simultaneity coefficients of its ITC-BT-10 instruction. These ratios reflect the consumption of the existing building stock and do not capture the efficiency requirements that European regulations and the Spanish Technical Building Code (CTE) impose today on new construction. In a development conceived entirely as new build, this limitation easily leads to oversizing the demand and, with it, the infrastructure.

The aim of this Bachelor's Thesis is to estimate the electrical demand of three areas of a large new urban development APE 05.31 (Business Centre), APE 08.20 (mixed-use residential) and APE 08.21 (mixed-use commercial) and to assess the effect of energy efficiency on that demand and on the required transformation infrastructure.

Methodology

A use-based calculation model was developed in a spreadsheet, with one tab per use type (residential, office tertiary, commercial tertiary, community facilities, green areas and roads) and summary tabs that aggregate the results by area and for the whole development. Starting

from the buildable floor area and the number of dwellings of each area, taken from urban planning, the power ratios and the simultaneity coefficients of ITC-BT-10 are applied to obtain the active power. The conversion to apparent power is carried out through the power factor, which allows the infrastructure to be sized at medium and high voltage.

An efficient scenario is built on top of the baseline demand. The efficiency reduction is applied only to the building load of the residential, office and commercial uses, breaking it down by end use (heating, cooling, lighting and equipment) and assigning each one a reduction percentage supported by the CTE DB-HE, the European efficiency directives and IDAE studies. General services, car parks, the electric-vehicle charging reserve and the community-facility, road and green-area uses are not reduced, as they do not depend on the efficiency of the building.

Finally, the demand of each scenario is converted into apparent power and the required number of 50 MVA, 220/20 kV substation transformers is determined by dividing the total apparent power by the unit capacity and rounding up.

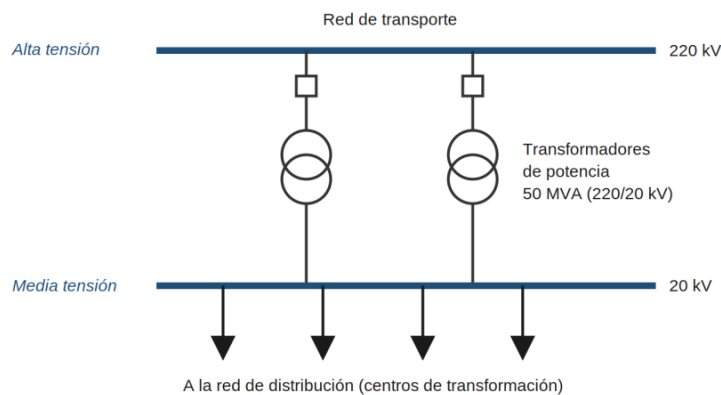


Diagram of a 220/20 kV transformation substation.

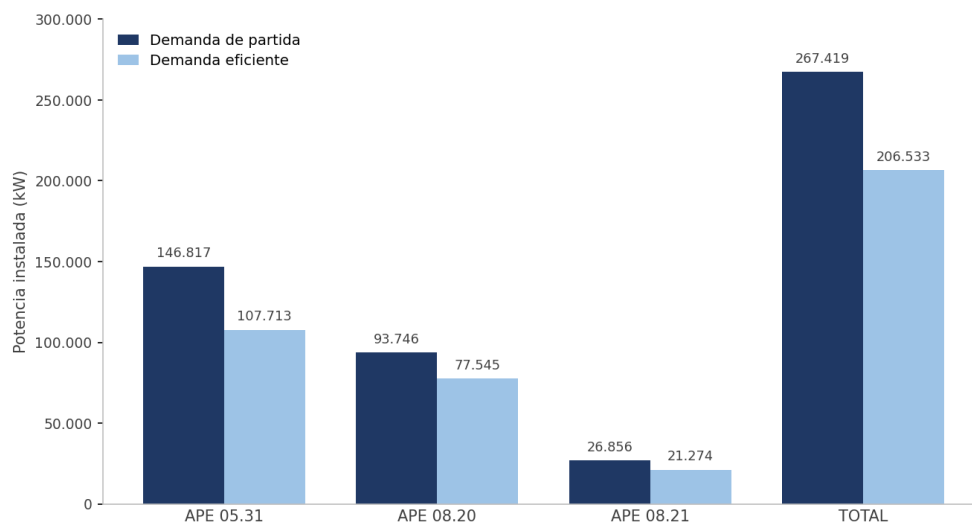
Results

Applying the model to the three areas yields a baseline demand for the whole development of 267,419 kW, which the efficient scenario reduces to 206,533 kW, a 22.8 % decrease. The reduction is larger in the tertiary area (26.6 % in APE 05.31) and smaller in the residential one (17.3 % in APE 08.20), where a significant share of the demand corresponds to services, car parks and electric-vehicle charging, which are not reduced.

Quantity	Baseline	Efficient
Total demand (kW)	267,419	206,533
Demand reduction	—	22.8 %
Apparent power (MVA)	314.6	243.0
50 MVA transformers	7	5

Demand, apparent power and number of transformers in the two scenarios.

This demand reduction translates directly into infrastructure. The total apparent power drops from 314.6 to 243.0 MVA, which makes it possible to reduce the number of 50 MVA substation transformers from seven to five. Two transformers are therefore saved, equivalent to 100 MVA of transformation capacity. The associated economic saving, corresponding to two transformer units, is of the order of 6 million euros.



Baseline demand and efficient demand by area (kW).

Conclusions

Energy efficiency measures, beyond complying with European regulations and the CTE, tangibly reduce the electrical demand and the transformation infrastructure of a new urban development. The saving of two transformers remains robust against reasonable variations in the adopted reduction percentages. These results justify incorporating energy efficiency from the planning phase, not only as a regulatory requirement, but as a design criterion with economic and environmental returns.

References

[1] Spanish Low Voltage Electrotechnical Regulation (REBT), Royal Decree 842/2002, and Complementary Technical Instruction ITC-BT-10.

[2] Spanish Technical Building Code, Basic Document on Energy Saving (CTE DB-HE), Royal Decree 314/2006, updated by Royal Decree 732/2019.

[3] Directive (EU) 2023/1791 on energy efficiency and Directive (EU) 2024/1275 on the energy performance of buildings.

[4] National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC) 2021-2030.

Agradecimientos

Quiero expresar mi agradecimiento a mi director, Santiago Mirabal Montero, por su orientación, dedicación y apoyo durante la realización de este trabajo. Asimismo, agradezco profundamente a mi familia y a mis compañeros el ánimo, la confianza y el acompañamiento que me han brindado a lo largo de este proyecto y de toda la carrera. Estos años han sido esenciales en mi desarrollo tanto académico como personal, y no los habría vivido ni disfrutado de la misma manera sin su presencia y apoyo. Por todo ello, y por mucho más, gracias.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	6
1.1 Motivación del proyecto.....	7
Capítulo 2. Descripción de las Tecnologías.....	10
2.1 Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT).....	10
2.2 Coeficiente de simultaneidad	11
2.3 Potencia activa, aparente y factor de potencia.....	12
2.4 Código Técnico de la Edificación (CTE DB-HE).....	12
2.5 Normativa europea de eficiencia energética.....	13
2.6 Eficiencia energética y generación renovable	14
2.7 Subestaciones de transformación	15
2.8 Centros de transformación.....	16
Capítulo 3. Estado de la Cuestión	17
3.1 Métodos de estimación de la demanda eléctrica	20
3.2 Coeficientes de simultaneidad y agregación de la demanda	21
3.3 Electrificación de la demanda	21
3.4 Eficiencia energética en la edificación	22
3.5 Generación renovable distribuida y autoconsumo.....	23
3.6 Planificación de la infraestructura de transformación	24
3.7 Gestión de la demanda y redes inteligentes.....	24
Capítulo 4. Definición del Trabajo	26
4.1 Justificación.....	26
4.2 Objetivos	27
4.3 Metodología.....	27
4.4 Planificación y Estimación Económica	29
4.5 Estimación económica.....	30
Capítulo 5. Sistema/Modelo Desarrollado.....	32
5.1 Caracterización urbanística de los ámbitos	32
5.2 Diseño del modelo de cálculo.....	35
5.3 Implementación por usos.....	37

5.4 Optimización de la demanda por eficiencia energética	39
Capítulo 6. Análisis de Resultados.....	41
6.1 Reducción de la demanda por eficiencia energética.....	42
6.2 Dimensionamiento de subestaciones.....	43
6.3 Estimación de centros de transformación.....	45
6.4 Análisis de sensibilidad.....	46
6.5 Viabilidad económica.....	50
6.6 Impacto ambiental y sostenibilidad.....	53
6.7 Contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	54
Capítulo 7. Red de alta y media tensión del desarrollo.....	56
7.1 Esquema general de alimentación	56
7.2 Conexión en alta tensión (220 kV).....	57
7.3 Distribución de la transformación en subestaciones.....	58
7.4 Red de media tensión (20 kV).....	59
7.5 Centros de transformación (20 kV / 400 V)	59
7.6 Coherencia con el dimensionamiento del trabajo.....	60
Capítulo 8. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	62
8.1 Conclusiones	62
8.2 Trabajos futuros.....	64
Capítulo 9. Bibliografía.....	66
ANEXO I 70	
ANEXO II 88	
Estructura del modelo de cálculo	88

Índice de figuras

Figura 1. Esquema de una subestación de transformación de 220/20 kV.	16
Figura 2. Esquema de un centro de transformación (20 kV / 400 V).....	17
Figura 3. Diagrama de Gantt de la planificación temporal del proyecto (febrero – junio de 2026).....	30
Figura 4. Demanda eléctrica instalada por uso (kW).	43
Figura 5. Demanda de partida y demanda eficiente por ámbito (kW).	43
Figura 6. Potencia aparente y número de transformadores en los escenarios de partida y eficiente.	45
Figura 7. Sensibilidad de la potencia aparente y del número de transformadores del escenario eficiente a la reducción de demanda aplicada.	48
Figura 8. Número de transformadores de 50 MVA según la dotación de recarga de vehículo eléctrico.	50
Figura 9. Objetivos de Desarrollo Sostenible a los que contribuye el trabajo.	55
Figura 10. Esquema unifilar simplificado de la red de alimentación del desarrollo. El número de centros de transformación se representa a modo de ejemplo.	57

Índice de tablas

<i>Tabla 1. Estimación económica del coste de elaboración del proyecto.</i>	31
<i>Tabla 2. Superficie edificable por uso y ámbito (m²).</i>	33
<i>Tabla 3. Demanda eléctrica instalada por uso y ámbito (kW).</i>	34
<i>Tabla 4. Ratios de potencia por uso empleados en el modelo (escenario de partida).</i>	38
<i>Tabla 5. Parámetros de dotación de recarga de vehículo eléctrico y de conversión a potencia aparente.</i>	38
<i>Tabla 6. Porcentajes de reducción por partida aplicados a la carga de edificio (escenario eficiente).</i>	40
<i>Tabla 7. Efecto de la reducción de la carga de edificio sobre la demanda total de cada ámbito (kW).</i>	41
<i>Tabla 8. Demanda de partida y demanda eficiente por ámbito.</i>	42
<i>Tabla 9. Dimensionamiento de la infraestructura de transformación en los escenarios de partida y eficiente.</i>	44
<i>Tabla 10. Estimación de máquinas de transformación de 400 kVA por ámbito (factor de utilización del 80 %).</i>	46
<i>Tabla 11. Sensibilidad del dimensionamiento a la reducción de demanda aplicada (cos φ = 0,85; transformadores de 50 MVA).</i>	47
<i>Tabla 12. Sensibilidad del dimensionamiento al factor de potencia (reducción del 22,8 %; transformadores de 50 MVA).</i>	48
<i>Tabla 13. Sensibilidad del dimensionamiento a la dotación de recarga de vehículo eléctrico (recarga lenta de 3,68 kW por plaza; cos φ = 0,85).</i>	49
<i>Tabla 14. Reparto de transformadores de 50 MVA por zona y dimensionado agregado del conjunto.</i>	50
<i>Tabla 15. Desglose orientativo del coste de una unidad de transformación de 50 MVA y del ahorro asociado.</i>	52

Lista de abreviaturas y símbolos

Abreviatura / símbolo	Significado
APE	Área de Planeamiento Específico
AT / MT / BT	Alta, media y baja tensión
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
CT	Centro de transformación
CTE DB-HE	Código Técnico de la Edificación, Documento Básico de Ahorro de Energía
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
ITC-BT	Instrucción Técnica Complementaria de Baja Tensión
nZEB	Edificio de consumo de energía casi nulo (nearly Zero Energy Building)
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
REBT	Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión
ST	Subestación de transformación
UE	Unión Europea
UNE	Norma española (Asociación Española de Normalización)
VE	Vehículo eléctrico
P	Potencia activa (kW)
Q	Potencia reactiva (kvar)
S	Potencia aparente (kVA, MVA)
cos φ	Factor de potencia
ks	Coefficiente de simultaneidad
W/m ²	Vatios por metro cuadrado construido (ratio de potencia)

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El crecimiento sostenido de las grandes ciudades, unido al avance de la electrificación en sectores como el transporte, la climatización o la propia edificación, ha convertido la estimación fiable de la demanda eléctrica en un paso previo imprescindible para el desarrollo de cualquier actuación urbanística de gran escala. Un dimensionamiento adecuado de las infraestructuras de suministro, como los centros de transformación, las líneas de media tensión y las subestaciones, resulta determinante para garantizar la calidad y la continuidad del servicio, así como para evitar tanto los sobrecostes derivados de un sobredimensionamiento como las limitaciones operativas asociadas a una previsión insuficiente.

Para abordar esta tarea es necesario combinar dos fuentes de información de naturaleza muy distinta. Por un lado, los criterios técnicos recogidos en la normativa eléctrica, que fijan los ratios de potencia y los coeficientes de simultaneidad aplicables a cada uso del suelo. Por otro, los datos procedentes del planeamiento urbanístico, que determinan la superficie edificable, el número de viviendas y la distribución de usos del ámbito analizado. Solo a partir de la integración ordenada de ambos conjuntos de datos puede obtenerse una estimación de demanda coherente y representativa del comportamiento real de la red.

El presente Trabajo de Fin de Grado aplica esta metodología al desarrollo urbanístico objeto de estudio, una gran operación de regeneración urbana concebida como obra nueva. El estudio se centra en tres de sus ámbitos de planeamiento: APE 05.31 (Centro de Negocios), APE 08.20 (Zona mixta residencial) y APE 08.21 (Zona mixta comercial). Para ellos se ha estimado, a partir de las normas urbanísticas y de los ratios reglamentarios, una potencia instalada total del orden de 267 MW, equivalente a una potencia aparente próxima a los 315 MVA en media tensión.

Esta primera estimación constituye, sin embargo, un punto de partida y no un resultado definitivo. El marco normativo europeo y nacional en materia de eficiencia energética ha

evolucionado de forma notable en los últimos años, introduciendo exigencias progresivamente más estrictas sobre el consumo de los edificios de nueva construcción. La incorporación de estas exigencias permite cuantificar, para cada tipología de uso, el ahorro energético alcanzable y, en consecuencia, proponer una reducción razonada de la potencia demandada respecto a la calculada inicialmente.

A partir de ambos valores de potencia, el correspondiente a la demanda calculada y el correspondiente al escenario de ahorro, el trabajo aborda finalmente el dimensionamiento de la infraestructura de distribución, proponiendo el número de centros de transformación necesario en cada caso. De este modo se hace explícito el impacto que las medidas de eficiencia energética tienen no solo sobre el consumo, sino también sobre el volumen de obra y la inversión en infraestructura eléctrica que el desarrollo requiere.

La presente memoria sigue esta misma secuencia. Tras esta introducción, el documento revisa el estado de la cuestión y describe el marco normativo y metodológico empleado. A continuación se detalla la estimación de la demanda por usos y ámbitos, se desarrolla el análisis del ahorro energético y la definición del escenario optimizado, y se aborda el dimensionamiento de los centros de transformación, para terminar con las principales conclusiones y las líneas de trabajo futuras.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La demanda eléctrica de las ciudades está creciendo. La electrificación del consumo, con la entrada de la bomba de calor para la climatización y del vehículo eléctrico, traslada a la red eléctrica usos que antes dependían de otras fuentes de energía. Esto aumenta la potencia que deben prever las nuevas zonas urbanas.

Los grandes desarrollos urbanísticos de nueva construcción necesitan dimensionar su infraestructura eléctrica desde la fase de planeamiento. Hay que prever la potencia de cada parcela, agruparla por ámbitos y decidir cuántas subestaciones y transformadores se instalan. Estos equipos son caros y condicionan el diseño de la red durante muchos años.

El método habitual para estimar esta potencia se apoya en los ratios del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Estos ratios reflejan el consumo del parque de edificios existente. No recogen las mejoras de eficiencia que la normativa exige hoy a los edificios nuevos. Como consecuencia, la demanda estimada suele quedar por encima de la real y la infraestructura se sobredimensiona.

Al mismo tiempo, la normativa de eficiencia energética es cada vez más exigente. El Código Técnico de la Edificación y las directivas europeas obligan a que los edificios nuevos sean de consumo casi nulo. Estos edificios consumen mucho menos en iluminación, equipamiento y climatización. Esa reducción debería trasladarse también a la demanda de potencia y, por tanto, a la infraestructura necesaria.

De aquí surge la motivación de este trabajo. Interesa estimar la demanda eléctrica de un gran desarrollo de nueva construcción con el método reglamentario y comparar ese resultado con el que se obtiene al incorporar las mejoras de eficiencia. Si la diferencia es relevante, se puede ahorrar infraestructura. Esto tiene un impacto económico directo y también ambiental, porque reduce los equipos y los materiales necesarios.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

La estimación de la demanda eléctrica de un nuevo desarrollo urbanístico se apoya en un conjunto de normas, conceptos técnicos y herramientas que conviene definir antes de abordar el modelo de cálculo. Este capítulo describe el marco normativo aplicable, los parámetros eléctricos fundamentales y los criterios de eficiencia energética que condicionan la previsión de cargas, de manera que la metodología desarrollada en los capítulos siguientes resulte comprensible y trazable.

2.1 REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO PARA BAJA TENSIÓN (REBT)

El Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, aprobado mediante el Real Decreto 842/2002, constituye la norma básica que regula las instalaciones eléctricas de baja tensión en España. Su desarrollo se articula a través de las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC), que detallan los criterios concretos de diseño y dimensionamiento de cada tipo de instalación.

En el contexto de este trabajo, la instrucción de referencia es la ITC-BT-10, relativa a la previsión de cargas para suministros en baja tensión. Esta instrucción establece los grados de electrificación de las viviendas (básica y elevada) y la potencia a prever en cada caso, así como las reglas de cálculo de la carga total correspondiente a edificios destinados a viviendas, a locales comerciales y de oficinas, y a servicios generales. La previsión de cargas para el conjunto de un edificio de viviendas se obtiene aplicando a la suma de las potencias de los suministros un coeficiente de simultaneidad que depende del número de viviendas, según se detalla más adelante.

La ITC-BT-10 distingue, para el uso residencial, dos grados de electrificación: el básico, con una previsión de 5.750 W por vivienda, y el elevado, de 9.200 W, asociado a viviendas de

mayor superficie o equipamiento. En la previsión de un edificio de viviendas la potencia total resulta de sumar la de las viviendas, afectada por el coeficiente de simultaneidad, la de los servicios generales y la de los locales comerciales, oficinas o garajes que incorpore. Para los locales comerciales y de oficinas la instrucción fija una previsión mínima de 100 W/m², y para los garajes de 10 o 20 W/m² según la ventilación sea natural o forzada. Estos son los ratios que se han adoptado en el modelo de este trabajo.

2.2 COEFICIENTE DE SIMULTANEIDAD

El coeficiente de simultaneidad es un factor reductor que recoge el hecho de que no todos los suministros de un conjunto funcionan al mismo tiempo ni a plena carga. Si se sumara sin corrección la potencia máxima de todas las viviendas o locales de un ámbito, se obtendría una cifra muy superior a la demanda real, lo que conduciría a un sobredimensionamiento de la infraestructura. La aplicación del coeficiente de simultaneidad permite aproximar la potencia total prevista al valor que cabe esperar en condiciones reales de uso.

En el uso residencial, la ITC-BT-10 proporciona los coeficientes aplicables en función del número de viviendas del edificio, de modo que dicho coeficiente disminuye a medida que aumenta el número de suministros agrupados. En los usos terciario y dotacional se emplean criterios de simultaneidad coherentes con los patrones de ocupación y funcionamiento característicos de cada actividad.

El coeficiente de simultaneidad recoge que no todas las cargas alcanzan su máxima demanda a la vez. Su valor es siempre menor o igual que la unidad y disminuye al aumentar el número de cargas agregadas, ya que la probabilidad de que todas coincidan en su máximo es cada vez menor. En el caso residencial, la ITC-BT-10 lo tabula en función del número de viviendas del edificio, de modo que la potencia prevista crece menos que proporcionalmente con el número de viviendas. En el modelo se ha aplicado este criterio diferenciando, además, entre viviendas de electrificación básica y elevada. Para el resto de usos, la simultaneidad se introduce de forma implícita en los ratios de potencia por unidad de superficie.

2.3 POTENCIA ACTIVA, APARENTE Y FACTOR DE POTENCIA

En el dimensionamiento de la red es necesario distinguir entre la potencia activa, expresada en kilovatios (kW), que corresponde a la energía efectivamente consumida, y la potencia aparente, expresada en kilovoltioamperios (kVA), que es la que debe ser capaz de suministrar la red. Ambas magnitudes se relacionan a través del factor de potencia ($\cos \varphi$), de manera que la potencia aparente se obtiene dividiendo la potencia activa entre dicho factor.

El dimensionamiento de los centros de transformación y de las subestaciones se realiza sobre la potencia aparente, por lo que la determinación del factor de potencia es un paso necesario en la conversión de la demanda calculada a la capacidad de infraestructura requerida. En este trabajo se adopta el factor de potencia indicado en los criterios del proyecto, conforme al valor recogido en el modelo de cálculo.

La potencia activa P (kW) es la que realiza trabajo útil, mientras que la potencia reactiva Q (kvar) se asocia a los campos magnéticos de motores y transformadores. La combinación de ambas da la potencia aparente S (kVA), que es la que circula por líneas y transformadores y, por tanto, la que determina su dimensionamiento:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = P / \cos \varphi$$

$$Q = P \cdot \tan \varphi$$

El factor de potencia, $\cos \varphi$, relaciona la potencia activa con la aparente. Cuanto menor es, mayor es la potencia aparente necesaria para una misma potencia activa y, en consecuencia, mayor es la infraestructura de transformación requerida. En este trabajo se ha adoptado un factor de potencia de 0,85 a nivel de subestación, valor habitual en este tipo de previsiones.

2.4 CÓDIGO TÉCNICO DE LA EDIFICACIÓN (CTE DB-HE)

El Código Técnico de la Edificación es el marco normativo que regula las exigencias básicas de calidad de los edificios en España. Su Documento Básico de Ahorro de Energía (DB-HE) fija los requisitos de eficiencia energética de los edificios de nueva construcción y

rehabilitación, regulando la limitación de la demanda energética, el consumo de energía primaria no renovable, las características térmicas de la envolvente y la incorporación de energías renovables. Tras la actualización introducida por el Real Decreto 732/2019, estas exigencias se alinean con el concepto de edificio de consumo de energía casi nulo (nZEB).

El documento se organiza en varias secciones. La sección HE0 limita el consumo de energía primaria no renovable del edificio. La sección HE1 limita la demanda de calefacción y refrigeración mediante exigencias sobre la envolvente térmica: aislamiento, control de puentes térmicos y protección frente a la radiación solar. La sección HE3 regula la eficiencia de las instalaciones de iluminación, fijando una potencia máxima instalada por unidad de superficie sensiblemente inferior a la de las instalaciones convencionales. Las secciones HE4 y HE5 establecen, respectivamente, una contribución mínima de energía solar para agua caliente sanitaria y una generación fotovoltaica mínima en determinados edificios.

En conjunto, el DB-HE reduce de forma significativa la demanda eléctrica de calefacción, refrigeración, iluminación y equipamiento respecto a la del parque construido. Es precisamente esta diferencia entre el comportamiento de la edificación de nueva planta y el de una previsión basada únicamente en ratios de potencia instalada la que sustenta los porcentajes de reducción adoptados en el escenario eficiente de este trabajo.

2.5 NORMATIVA EUROPEA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

El marco europeo de eficiencia energética complementa y orienta la normativa nacional. La Directiva 2012/27/UE de eficiencia energética y su revisión mediante la Directiva (UE) 2023/1791 fijan objetivos de reducción del consumo final de energía. La Directiva relativa a la eficiencia energética de los edificios (EPBD) introduce los conceptos de edificio de consumo de energía casi nulo (nZEB) y de edificio de cero emisiones (ZEB), que define una demanda energética muy reducida cubierta en gran medida por fuentes renovables. A ellas se añaden las directivas de fomento de las energías renovables, que impulsan el autoconsumo y la generación distribuida.

En el plano nacional, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) traslada estos objetivos a la planificación española, promoviendo la electrificación de la demanda y la incorporación de tecnologías eficientes. El conjunto de este marco es el que justifica que la demanda de un desarrollo de obra nueva pueda situarse por debajo de la estimada mediante los ratios tradicionales.

A escala europea, la Directiva (UE) 2023/1791 de eficiencia energética y la refundición de la directiva de eficiencia energética de los edificios mediante la Directiva (UE) 2024/1275 refuerzan estos objetivos. La primera fija metas crecientes de reducción del consumo de energía final; la segunda introduce el concepto de edificio de cero emisiones para la nueva construcción en el horizonte de 2030 y obliga a planes de rehabilitación del parque existente. Ambas consolidan la tendencia hacia edificios de muy baja demanda, que es la hipótesis de partida del escenario eficiente.

2.6 EFICIENCIA ENERGÉTICA Y GENERACIÓN RENOVABLE

La normativa europea define dos niveles de exigencia para los edificios de nueva construcción. El primero es el edificio de consumo de energía casi nulo (nZEB), que ya es obligatorio en España a través del CTE DB-HE. El segundo es el edificio de cero emisiones (ZEB), que será obligatorio para los edificios nuevos a partir de 2030, según la Directiva (UE) 2024/1275. El desarrollo urbanístico objeto de estudio se construye en los próximos años, por lo que ambos niveles le afectan.

Estos estándares obligan a que los edificios nuevos sean muy eficientes. Una mejor envolvente, los equipos de bajo consumo y los sistemas de climatización eficientes hacen que el edificio demande menos energía. Esta menor demanda es la que permite estimar una potencia inferior a la que se obtendría con los ratios tradicionales.

Conviene distinguir dos conceptos que no actúan igual sobre el cálculo. La eficiencia energética reduce la demanda del edificio y sí se tiene en cuenta al estimar la potencia. La generación renovable propia, como los paneles solares en cubierta, produce parte de la

energía que consume el edificio. Esta generación mejora el balance de energía y de emisiones, pero no se descuenta de la potencia que se usa para dimensionar la infraestructura.

El motivo es que la generación renovable no es firme. La producción solar depende de la hora y de la estación, y no está disponible en el momento de mayor demanda, como una noche de invierno. La red debe poder abastecer al edificio también en ese momento. Por ello, el potencial fotovoltaico se puede estimar de forma independiente, pero no se resta de la demanda al calcular el número de centros de transformación.

En consecuencia, la reducción de demanda que se propone en este trabajo procede de la eficiencia energética, no de la generación renovable. Las medidas de eficiencia reducen la potencia prevista y, con ella, la infraestructura necesaria. La generación renovable se trata como una medida complementaria, orientada al cumplimiento de los objetivos de emisiones.

2.7 SUBESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN

La subestación de transformación es la instalación que conecta la red de transporte con la red de distribución. Recibe la energía en alta tensión y la transforma a media tensión. En este proyecto las subestaciones son de 220/20 kV, es decir, reducen la tensión de 220 kV a 20 kV. Desde ellas se alimenta a los centros de transformación del desarrollo.

Una subestación se compone de varios elementos. Los transformadores de potencia son el equipo principal y realizan el cambio de tensión. En este caso son unidades de 50 MVA. La apartamentada de alta tensión, formada por interruptores, seccionadores y embarrados, conecta y protege el lado de 220 kV. La apartamentada de media tensión, organizada en celdas o posiciones de 20 kV, reparte la energía hacia las líneas de distribución. A esto se añaden los sistemas de protección, control y medida, los servicios auxiliares y la obra civil, que incluye el edificio y las cimentaciones.

La capacidad de una subestación depende del número de transformadores de 50 MVA que aloja. Por eso el número de transformadores necesarios, que se obtiene a partir de la potencia aparente de la demanda, determina el tamaño y el coste de la infraestructura. Reducir la

demanda permite reducir ese número de transformadores y, con ello, la infraestructura de transformación.

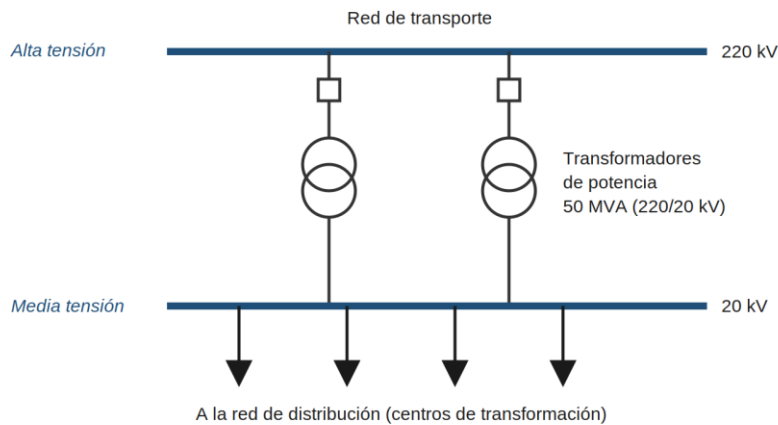


Figura 1. Esquema de una subestación de transformación de 220/20 kV.

2.8 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Los centros de transformación constituyen el último escalón de transformación antes del suministro en baja tensión. Reciben la energía de la red de media tensión, a 20 kV, y la transforman a 400 V para su distribución a los usuarios finales. A diferencia de las subestaciones, que concentran grandes potencias en pocos emplazamientos, los centros de transformación se distribuyen por todo el ámbito, próximos a los puntos de consumo, y su número y potencia dependen de la densidad de demanda de cada zona.

En este trabajo el dimensionamiento se ha realizado a nivel de subestación, sobre la potencia aparente total y la capacidad unitaria de los transformadores de 50 MVA. Los centros de transformación se consideran únicamente como el nivel de distribución que esa infraestructura debe alimentar; su número y potencia concretos, que dependerían además del factor de utilización previsto, quedan fuera del alcance de este trabajo.

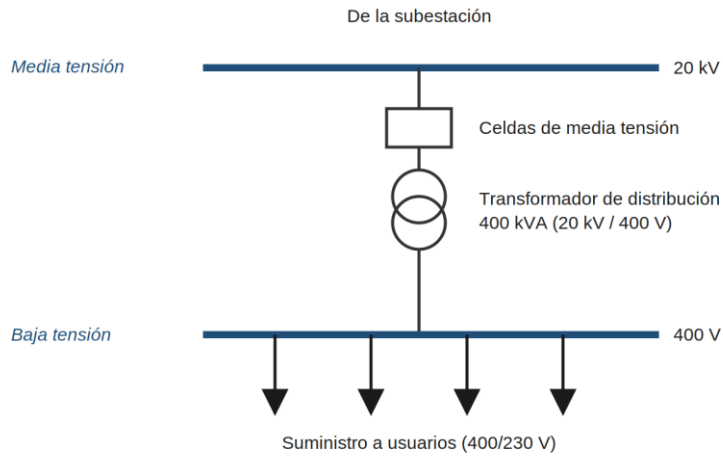


Figura 2. Esquema de un centro de transformación (20 kV / 400 V).

Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

Para garantizar el suministro eléctrico de un nuevo desarrollo urbanístico es necesario dimensionar previamente las infraestructuras que lo abastecerán. Este dimensionamiento se apoya en modelos de previsión de cargas que combinan la información del planeamiento con los criterios técnicos establecidos en la normativa eléctrica vigente, de manera que la estimación resultante se aproxime al comportamiento esperado de la red.

El procedimiento más extendido para el cálculo de la potencia consiste en asignar ratios de demanda en función del uso del suelo, diferenciando entre residencial, terciario (oficinas y comercial), dotacional, zonas verdes y viario. En el caso del uso residencial, la previsión se basa en el número de viviendas y en su grado de electrificación, conforme a la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-10 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT). Sobre estos valores se aplican los coeficientes de simultaneidad, que corrigen la potencia total instalada para reflejar que no todos los suministros funcionan a plena carga de forma simultánea, y el factor de potencia, que permite obtener la potencia aparente que debe garantizar la compañía distribuidora.

Este enfoque, ampliamente consolidado en la práctica de la ingeniería eléctrica, presenta una limitación relevante: al apoyarse en ratios de potencia instalada, tiende a reproducir el consumo característico del parque edificatorio existente y no recoge las mejoras de eficiencia que la normativa más reciente impone a los edificios de nueva construcción. En un desarrollo concebido íntegramente como obra nueva y sujeto a estándares ambientales exigentes, no considerar dichas mejoras conduce con facilidad a un sobredimensionamiento de la demanda y, en consecuencia, de la infraestructura.

En el ámbito europeo, la Directiva 2012/27/UE de eficiencia energética y su revisión mediante la Directiva (UE) 2023/1791 han fijado objetivos crecientes de reducción del consumo final de energía. A ellas se suman la Directiva relativa a la eficiencia energética de los edificios (EPBD), que define los conceptos de edificio de consumo de energía casi nulo

(nZEB) y de edificio de cero emisiones (ZEB), y las sucesivas directivas de fomento de las energías renovables. En el plano nacional, el Código Técnico de la Edificación (CTE), a través de sus Documentos Básicos de Ahorro de Energía (DB-HE), y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) trasladan estas exigencias al diseño concreto de los edificios y de sus instalaciones.

Para cuantificar el efecto de estas medidas existen herramientas de simulación energética dinámica, que permiten estimar el consumo real de un edificio a partir de su envolvente, sus cargas internas, sus horarios de uso y el rendimiento de sus sistemas de climatización. No obstante, la mayor parte de los trabajos disponibles se centra en edificios individuales o en zonas ya consolidadas, mientras que la estimación a escala de un nuevo desarrollo urbano de gran envergadura, que integra edificabilidad, movilidad eléctrica, alumbrado público y servicios urbanos, sigue requiriendo aproximaciones específicas y adaptadas a cada proyecto.

En este contexto se enmarca el presente trabajo, que parte de una estimación de demanda basada en ratios reglamentarios y la complementa con un análisis del ahorro energético derivado de la normativa de eficiencia, para proponer finalmente un dimensionamiento de la infraestructura de transformación coherente con ambos escenarios. Se persigue así un equilibrio entre el rigor normativo del cálculo tradicional y la incorporación realista de las exigencias de eficiencia que regirán la edificación de los próximos años.

3.1 MÉTODOS DE ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

Existen distintos métodos para estimar la demanda eléctrica de un conjunto de edificios. Se pueden agrupar en tres enfoques: el basado en ratios reglamentarios, el basado en simulación y el basado en consumos medidos.

El método basado en ratios asigna una potencia por unidad de superficie o por vivienda según el uso, y aplica coeficientes de simultaneidad. Es el más extendido por su sencillez y porque es el que recoge el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Su inconveniente es que los ratios proceden del parque de edificios existente y no distinguen el nivel de eficiencia del edificio.

El método basado en simulación calcula la demanda a partir de un modelo del edificio, de sus instalaciones y de su perfil de uso horario. Da resultados más ajustados, pero exige mucha información de partida y un esfuerzo de cálculo elevado, poco práctico en la fase de planeamiento de un desarrollo completo.

El método basado en consumos medidos parte de datos reales de edificios equivalentes. Es fiable cuando existe una muestra representativa, pero no siempre se dispone de ella para edificios de nueva construcción. Este trabajo emplea el método de ratios para la demanda de partida, por ser el de referencia, y lo corrige con un escenario eficiente apoyado en la normativa de edificación.

La elección del método depende de la fase del proyecto y de la información disponible. En la fase de planeamiento de un gran desarrollo, cuando aún no existe el detalle de cada edificio ni datos de consumo, el método basado en ratios es el único aplicable de forma sistemática, lo que explica su uso generalizado en la previsión de cargas. Los métodos de simulación y de consumos medidos resultan más adecuados en fases posteriores o para edificios concretos. Por ello, este trabajo parte del método de ratios y lo complementa con un ajuste por eficiencia, en lugar de sustituirlo por una simulación detallada que la fase de planeamiento no permitiría.

3.2 COEFICIENTES DE SIMULTANEIDAD Y AGREGACIÓN DE LA DEMANDA

La potencia que demanda un conjunto de usuarios es menor que la suma de sus potencias individuales, porque no todos consumen su máximo a la vez. Esta reducción se recoge mediante los coeficientes de simultaneidad.

En el ámbito residencial, la ITC-BT-10 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión fija coeficientes de simultaneidad en función del número de viviendas. A mayor número de viviendas, menor es el coeficiente, porque la diversidad de consumos es mayor. En los usos terciarios se aplican criterios análogos en función de la actividad.

La correcta aplicación de estos coeficientes es importante para no sobreestimar la demanda. Un coeficiente demasiado conservador eleva la potencia calculada y, con ella, la infraestructura necesaria. El modelo de este trabajo aplica los coeficientes de simultaneidad por uso en cada ámbito antes de agregar la demanda.

La agregación de la demanda no se limita al edificio. A medida que se suman edificios, manzanas y ámbitos, la diversidad entre sus puntas hace que la demanda conjunta sea inferior a la suma de las puntas individuales. En la práctica reglamentaria esta diversidad de nivel superior se recoge de forma simplificada, ya que los coeficientes de la ITC-BT-10 se aplican uso a uso. En este trabajo el dimensionamiento se realiza sobre la potencia aparente total del desarrollo, lo que captura parte de esa agregación al repartir la capacidad de transformación entre varios ámbitos.

3.3 ELECTRIFICACIÓN DE LA DEMANDA

La demanda eléctrica de las zonas urbanas crece por la electrificación de usos que antes empleaban otras fuentes de energía. Dos casos destacan: la climatización y el agua caliente sanitaria mediante bomba de calor, y la recarga del vehículo eléctrico.

La bomba de calor sustituye a las calderas de combustible. Traslada a la red eléctrica un consumo que antes era térmico y aumenta la potencia que debe prever cada edificio. La recarga del vehículo eléctrico añade una demanda nueva, concentrada en los garajes residenciales y en los aparcamientos de uso terciario.

En un desarrollo de nueva construcción estos usos deben preverse desde el diseño. Por eso el modelo de este trabajo incluye una reserva específica para la recarga de vehículo eléctrico, separada del resto de la demanda.

La electrificación afecta de manera desigual a las distintas partidas de demanda. La movilidad eléctrica introduce una carga nueva, concentrada en los garajes y en la vía pública, que no existía en el parque tradicional y que crece con la penetración del vehículo eléctrico. La climatización con bomba de calor, en cambio, sustituye un consumo térmico por uno eléctrico más eficiente. El resultado neto es un aumento de la demanda eléctrica de punta que conviene prever desde el diseño, pero también una mayor sensibilidad de esa demanda a la eficiencia de los edificios, ya que una parte creciente del consumo pasa por la red eléctrica.

3.4 EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LA EDIFICACIÓN

El Código Técnico de la Edificación, en su Documento Básico de Ahorro de Energía (CTE DB-HE), fija las exigencias de eficiencia de los edificios nuevos. Limita la demanda energética de la envolvente, el consumo de energía primaria y el rendimiento de las instalaciones, e impone una contribución mínima de energía renovable.

La normativa europea introdujo el concepto de edificio de consumo de energía casi nulo, que el Código Técnico ha trasladado a los edificios de nueva construcción. Estos edificios consumen mucho menos que el parque construido en décadas anteriores, gracias a un mejor aislamiento, a la iluminación de tipo LED y a equipos más eficientes.

Esta diferencia es la base de la optimización planteada en el trabajo. Los ratios reglamentarios de demanda reflejan el comportamiento del parque existente, mientras que

los edificios nuevos parten de un nivel de consumo más bajo. La reducción aplicada en el escenario eficiente recoge esa diferencia.

La distancia entre los ratios reglamentarios y el comportamiento real de un edificio nuevo es, por tanto, cada vez mayor. Los ratios de la ITC-BT-10 (REBT02, ITBT02) se calibraron sobre un parque construido con peores prestaciones de envolvente, iluminación y equipos que las que hoy exige el Código Técnico (CTE_06). Diversos estudios y guías técnicas, como los del IDAE (IDAE16), cuantifican ahorros significativos en iluminación y climatización al pasar de soluciones convencionales a soluciones eficientes. Este trabajo traslada esa diferencia al cálculo de la demanda, aplicando porcentajes de reducción por partida sobre la carga de edificio.

3.5 GENERACIÓN RENOVABLE DISTRIBUIDA Y AUTOCONSUMO

El autoconsumo con generación solar fotovoltaica se ha extendido a raíz de su regulación en España y del descenso de costes de los equipos. El propio CTE DB-HE exige una generación renovable mínima en determinados edificios.

El autoconsumo reduce la energía que el edificio toma de la red a lo largo del año. Su efecto sobre la punta de demanda, que es la que dimensiona la infraestructura, es más limitado y depende de que la generación coincida con el consumo. Por este motivo, la generación renovable se ha tratado como un factor de contexto y no como una reducción directa de la potencia a dimensionar.

Conviene separar dos efectos distintos. La eficiencia energética reduce la demanda del edificio y, con ella, la punta que dimensiona la infraestructura, por lo que sí debe incorporarse a la previsión de potencia. La generación renovable distribuida, en cambio, reduce la energía que el edificio toma de la red a lo largo del año, pero no garantiza una reducción de la punta, ya que su producción no es firme y puede no coincidir con el momento de máxima demanda. Por este motivo, la planificación de la infraestructura de transformación no suele descontar la generación renovable, y este trabajo basa la reducción exclusivamente en la eficiencia.

3.6 PLANIFICACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSFORMACIÓN

Un desarrollo urbanístico de gran tamaño necesita una infraestructura de transformación propia. Se compone de una o varias subestaciones, que reducen la tensión desde la red de transporte hasta la media tensión, y de una red de centros de transformación, que la reducen hasta la baja tensión de los usuarios.

El número de transformadores de subestación se obtiene a partir de la potencia aparente estimada. Si la estimación es mayor que la demanda real, la infraestructura queda sobredimensionada. Las subestaciones son inversiones elevadas y ocupan suelo, de modo que ajustar la estimación tiene un efecto directo sobre el coste y sobre el espacio necesario.

La práctica habitual planifica esta infraestructura con la demanda calculada por el método reglamentario. Este trabajo añade un escenario eficiente y compara el número de transformadores que resulta en cada caso.

El coste de un sobredimensionamiento no es solo económico. Una infraestructura mayor que la necesaria ocupa más suelo, exige más obra civil y adelanta inversiones que podrían escalonarse con la demanda real. Por el contrario, una previsión insuficiente obliga a ampliaciones costosas una vez ejecutado el desarrollo. La estimación de la demanda condiciona, por tanto, decisiones de inversión y de reserva de suelo que se toman en una fase muy temprana. Cuantificar el efecto de la eficiencia sobre el número de transformadores, como hace este trabajo, aporta criterio para esas decisiones.

3.7 GESTIÓN DE LA DEMANDA Y REDES INTELIGENTES

Más allá de la estimación de la demanda, su gestión es una tendencia creciente en la planificación eléctrica. Las redes inteligentes incorporan medida avanzada, comunicación y control, lo que permite conocer el consumo en tiempo real y actuar sobre él.

La gestión de la demanda busca desplazar parte del consumo fuera de las horas punta. Junto con el almacenamiento y la recarga inteligente del vehículo eléctrico, puede reducir la punta de potencia que dimensiona la infraestructura. Su efecto depende de la participación de los usuarios y del marco regulatorio.

Estas tecnologías no se han incluido en el cálculo de este trabajo, centrado en la demanda de partida y en la eficiencia de los edificios. Se mencionan como vías de reducción adicional de la demanda punta, complementarias a la eficiencia energética.

Estas tecnologías actúan principalmente sobre la forma de la curva de demanda y sobre la energía, más que sobre la punta de diseño en el escenario más desfavorable. Su efecto sobre el dimensionamiento depende de la fiabilidad con la que puedan garantizar una reducción de la punta, que en un desarrollo de nueva construcción todavía es difícil de asegurar. Por ello se han dejado fuera del cálculo, si bien constituyen una línea natural de mejora futura del modelo.

Capítulo 4. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

4.1 JUSTIFICACIÓN

La estimación de la demanda eléctrica de un nuevo desarrollo se hace habitualmente con los ratios del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Este método es sencillo y está aceptado, pero refleja el consumo del parque de edificios existente. No tiene en cuenta la eficiencia que la normativa exige hoy a los edificios nuevos. Como resultado, la potencia estimada suele ser mayor que la real.

El efecto de esa sobreestimación sobre la infraestructura de transformación apenas se cuantifica en la fase de planeamiento. Se dimensionan subestaciones y transformadores a partir de una demanda que probablemente no se alcanzará, lo que encarece la inversión y ocupa más suelo y más equipos de los necesarios. Falta un análisis que relacione la eficiencia energética con el número de equipos de transformación.

Este trabajo cubre ese hueco. Estima la demanda de partida con el método reglamentario y la compara con un escenario eficiente, en el que se aplican reducciones por partida apoyadas en el Código Técnico de la Edificación y en la normativa europea. Después traslada esa diferencia al dimensionamiento de las subestaciones. El enfoque es razonable porque parte de un método aceptado para la demanda de partida y apoya las reducciones en normativa vigente, de modo que el resultado es defendible.

El trabajo resulta de interés porque combina dos ámbitos que suelen tratarse por separado: la estimación de la demanda y la eficiencia energética. Su aportación principal es mostrar, con un caso concreto, que las medidas de eficiencia reducen de forma tangible la infraestructura eléctrica necesaria. Esto justifica tenerlas en cuenta desde la fase de planeamiento, y no solo como una exigencia que hay que cumplir.

4.2 OBJETIVOS

El objetivo general de este Trabajo de Fin de Grado es estimar de forma precisa la demanda eléctrica de los ámbitos de estudio y optimizarla conforme a la normativa española y europea de eficiencia energética, determinando su impacto sobre el dimensionamiento de la infraestructura de distribución. Para alcanzar dicho objetivo se plantean los siguientes objetivos específicos:

- **Caracterización urbanística de los ámbitos:** estudiar los tres ámbitos de actuación (APE 05.31, APE 08.20 y APE 08.21), identificando superficies edificables, número de viviendas y distribución de usos del suelo.
- **Estimación de la demanda de partida:** calcular la potencia instalada y la potencia aparente en media tensión de cada ámbito mediante la aplicación de los ratios y coeficientes de la ITC-BT-10 del REBT, obteniendo la demanda eléctrica inicial del desarrollo.
- **Análisis del ahorro energético por tipología:** cuantificar el ahorro alcanzable en cada tipología de consumo (residencial, terciario de oficinas y terciario comercial) a partir de las exigencias de las directivas europeas y de la normativa nacional de eficiencia energética.
- **Propuesta de reducción de la potencia demandada:** definir, a partir del ahorro estimado, un escenario optimizado de demanda coherente con el comportamiento real esperado de los edificios de nueva construcción.
- **Dimensionamiento de la infraestructura de transformación:** proponer el número de centros de transformación necesario tanto para la demanda calculada inicialmente como para el escenario de ahorro, evaluando el impacto de las medidas de eficiencia sobre la infraestructura eléctrica.

4.3 METODOLOGÍA

La metodología seguida en el desarrollo del proyecto responde a un planteamiento secuencial, que parte de la documentación urbanística y normativa disponible y la integra en

un modelo de cálculo desarrollado en hoja de cálculo. En este modelo confluyen las tres fuentes principales de información del trabajo, esto es, la normativa eléctrica y de eficiencia energética, el planeamiento urbanístico y los datos de partida del proyecto, de las que se obtienen los resultados de potencia por uso, por ámbito y para el conjunto del desarrollo, así como los escenarios optimizados.

El trabajo se ha estructurado en las siguientes fases:

- **Fase 1. Revisión bibliográfica y normativa:** estudio del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, en particular la ITC-BT-10, del Código Técnico de la Edificación, de las directivas europeas de eficiencia energética y del PNIEC, así como de la documentación de planeamiento aplicable al desarrollo.
- **Fase 2. Recopilación y tratamiento de datos urbanísticos:** extracción de la información de cada ámbito (superficies edificables por uso, número de viviendas, plazas de aparcamiento, viario y zonas verdes) a partir de las normas urbanísticas y de la documentación de planeamiento.
- **Fase 3. Aplicación de los ratios de potencia:** asignación a cada parcela y uso de los ratios de demanda (kW por vivienda, W/m², kW por plaza de vehículo eléctrico, entre otros) recogidos en la normativa, distinguiendo entre vivienda libre, vivienda protegida, oficinas, comercial, dotacional, zonas verdes, viario y servicios urbanos.
- **Fase 4. Cálculo de la potencia instalada:** aplicación de los coeficientes de simultaneidad y del factor de potencia para obtener la potencia aparente en media tensión, así como el ratio de transformación a alta tensión, agregando los resultados por parcela, ámbito y conjunto del desarrollo.
- **Fase 5. Análisis de escenarios y optimización:** comparación del resultado obtenido con la estimación inicial del proyecto, cuantificación del ahorro alcanzable por tipología de uso conforme a la normativa de eficiencia energética, y propuesta de un escenario optimizado de demanda.
- **Fase 6. Dimensionamiento de la infraestructura:** determinación del número de centros de transformación necesario tanto para la demanda calculada como para el escenario

optimizado, a partir de la potencia aparente, la capacidad unitaria de los transformadores y el factor de utilización adoptado.

- **Fase 7. Redacción de la memoria y defensa:** elaboración progresiva de la documentación, los gráficos y las conclusiones del trabajo, en paralelo a las fases técnicas, y preparación de la presentación y defensa pública ante el tribunal.

El cronograma previsto para estas fases se distribuye entre febrero y junio de 2026, conforme al diagrama de Gantt recogido en el apartado de planificación.

4.4 PLANIFICACIÓN Y ESTIMACIÓN ECONÓMICA

El desarrollo del proyecto se distribuye temporalmente entre los meses de febrero y junio de 2026. La planificación se ha organizado de modo que las fases de documentación y tratamiento de datos preceden a las de cálculo y modelado, sobre las que se apoyan posteriormente el análisis de escenarios y el dimensionamiento de la infraestructura. La redacción de la memoria se desarrolla en paralelo a las fases técnicas, y el trabajo culmina con la preparación de la defensa.

La distribución temporal de las fases se resume en el siguiente cronograma y se representa en el diagrama de Gantt de la Figura 3:

- **Febrero:** revisión bibliográfica y normativa, y recopilación de los datos urbanísticos de los ámbitos.
- **Marzo y abril:** aplicación de los ratios de potencia y cálculo de la potencia instalada por parcela, uso y ámbito.
- **Mayo:** análisis de escenarios, optimización de la demanda y dimensionamiento de los centros de transformación.
- **Junio:** finalización de la redacción de la memoria, entrega y defensa del trabajo.

La redacción de la memoria se mantiene activa a lo largo de todo el periodo, solapándose con las fases técnicas para asegurar que la documentación recoja los resultados a medida que se obtienen.

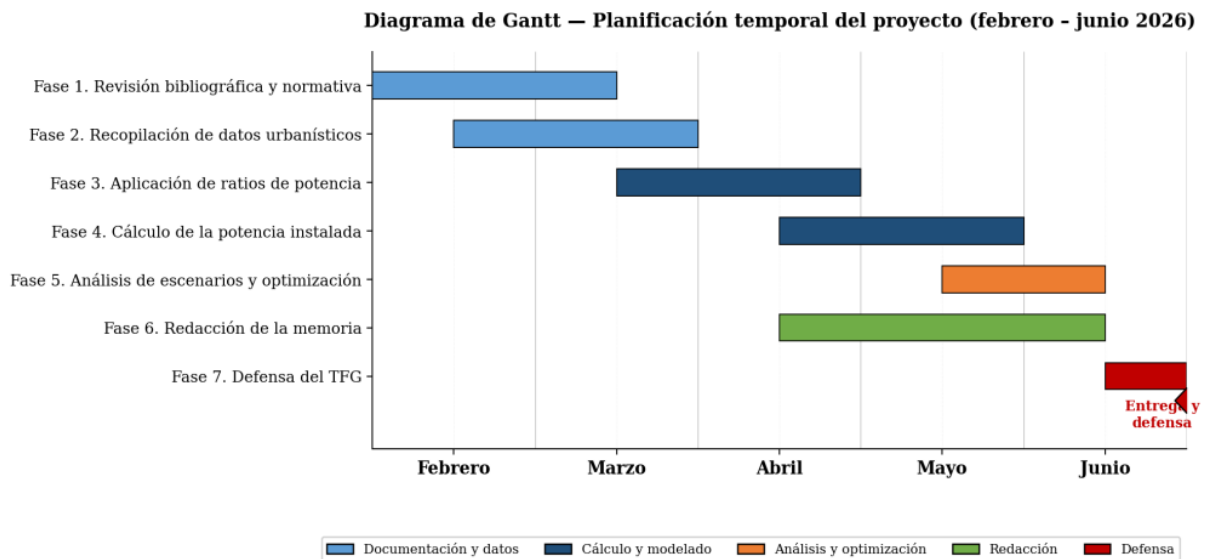


Figura 3. Diagrama de Gantt de la planificación temporal del proyecto (febrero – junio de 2026).

4.5 ESTIMACIÓN ECONÓMICA

Al tratarse de un trabajo de naturaleza analítica, basado en el tratamiento de información y en el desarrollo de un modelo de cálculo, el coste del proyecto corresponde fundamentalmente a las horas de trabajo del ingeniero y a los recursos informáticos y documentales empleados, sin que se requiera inversión en material físico ni en ensayos de laboratorio.

El desglose estimado del coste del proyecto se recoge en la siguiente tabla. La partida principal es el coste de personal, calculado a partir de las horas dedicadas y de una tarifa de ingeniero junior.

Concepto	Cantidad	Coste unitario	Coste total
Horas de ingeniería (ingeniero junior)	150 h	30 €/h	4.500 €
Acceso a normativa y recursos documentales	-	-	150 €

Amortización del equipo informático	-	-	150 €
Total estimado			4.800 €

Tabla 1. Estimación económica del coste de elaboración del proyecto.

El coste total estimado del proyecto es de unos 4.800 €. Las horas se han estimado a partir de los 6 ECTS del trabajo. La tarifa horaria corresponde a la de un ingeniero junior.

Capítulo 5. SISTEMA/MODELO DESARROLLADO

Este capítulo describe el modelo de cálculo desarrollado para la estimación de la demanda eléctrica del desarrollo. Se parte de la caracterización urbanística de los tres ámbitos de estudio, que aporta los datos de partida del modelo, y se detalla a continuación el diseño de la hoja de cálculo y su implementación por usos.

5.1 CARACTERIZACIÓN URBANÍSTICA DE LOS ÁMBITOS

El estudio se centra en tres ámbitos de planeamiento del desarrollo urbanístico objeto de estudio, cada uno con una vocación de uso diferenciada que condiciona su perfil de demanda eléctrica. La información de partida (superficie, edificabilidad, número de viviendas y distribución de usos) se ha obtenido de las normas urbanísticas y de la documentación de planeamiento, y constituye la entrada del modelo de cálculo.

- **APE 05.31 (Centro de Negocios):** ámbito de marcado carácter terciario, organizado en torno a un gran nodo de transporte, con una superficie de actuación próxima a 79 hectáreas y del orden de 1,3 millones de metros cuadrados construidos. Predomina con claridad el uso de oficinas, que aporta cerca del 77 % de la demanda eléctrica del ámbito, seguido a distancia por el residencial (en torno a 2.600 viviendas) y por los usos dotacional y comercial. Es el ámbito de mayor edificabilidad y, con una demanda de partida de unos 146.800 kW, el de mayor demanda eléctrica de los tres, con una densidad próxima a 113 W por metro cuadrado construido.
- **APE 08.20 (Zona mixta residencial):** ámbito de uso mixto y mayor extensión, con algo más de 100 hectáreas de superficie de actuación, en el que el uso residencial es el dominante, con del orden de 7.100 viviendas y en torno al 52 % de la demanda del ámbito. Le siguen el terciario de oficinas (cerca del 27 %) y el dotacional (alrededor del

- 16 %), lo que da lugar al perfil de demanda más equilibrado entre tipologías. Su demanda de partida, de unos 93.700 kW, y su densidad de demanda, la menor del conjunto (próxima a 97 W por metro cuadrado construido), reflejan el menor peso del uso terciario intensivo.
- **APE 08.21 (Zona mixta comercial):** ámbito de menor escala, con unas 30 hectáreas y del orden de 212.000 metros cuadrados construidos, y también de uso mixto. Pese a su vocación comercial en el planeamiento, la mayor parte de la demanda procede del terciario de oficinas (cerca del 55 %), repartiéndose el resto entre los usos dotacional y residencial (del orden de 740 viviendas). Aporta la menor contribución a la demanda total del desarrollo, unos 26.900 kW, si bien presenta la mayor densidad de demanda por metro cuadrado construido, en torno a 127 W/m².

La tabla siguiente recoge la superficie edificable por uso y las superficies de los usos no edificables de cada ámbito. Estos valores constituyen los datos de partida del modelo de cálculo y proceden de las normas urbanísticas de cada ámbito.

Superficie (m ²)	APE 05.31	APE 08.20	APE 08.21	Total
Residencial	260.000	714.338	74.197	1.048.535
Oficinas	987.000	214.864	123.795	1.325.659
Comercial	53.000	36.119	14.000	103.119
Dotacional	91.806	137.030	47.951	276.787
Áreas verdes	206.441	161.982	91.162	459.585
Viarío	269.485	438.837	68.781	777.103
Número de viviendas (est.)	2.600	7.143	742	10.485

Tabla 2. Superficie edificable por uso y ámbito (m²).

El número de viviendas se ha estimado dividiendo la superficie residencial edificable entre una superficie media de 100 m² por vivienda. Se trata de un valor aproximado, coherente con el número de viviendas previsto en la documentación urbanística del desarrollo.

En conjunto, los tres ámbitos suman una superficie construida cercana a 2,5 millones de metros cuadrados y del orden de 10.500 viviendas. La demanda se concentra en el uso terciario de oficinas, que por sí solo representa más de la mitad de la demanda total del desarrollo, seguido del residencial. Esta preponderancia del uso terciario, propio de un gran centro de negocios, hace que la demanda sea especialmente sensible a las medidas de eficiencia aplicables a oficinas y locales, lo que resulta relevante para el escenario de optimización.

El reparto de la demanda de partida entre los seis usos considerados se resume en la Tabla 3. El uso terciario de oficinas concentra la mayor parte de la demanda del conjunto, por el peso del Centro de Negocios (APE 05.31), mientras que el uso residencial predomina en el ámbito APE 08.20. Los usos dotacional, de zonas verdes y de viario tienen un peso reducido sobre el total.

Uso	APE 05.31	APE 08.20	APE 08.21	Total
Residencial	17.569	48.560	5.193	71.321
Terciario oficinas	112.787	25.474	14.676	152.938
Terciario comercial	6.115	4.323	1.662	12.101
Dotacional	9.973	14.869	5.210	30.051
Zonas verdes	103	81	46	230
Viario	269	439	69	777
Total	146.817	93.746	26.856	267.419

Tabla 3. Demanda eléctrica instalada por uso y ámbito (kW).

5.2 *DISEÑO DEL MODELO DE CÁLCULO*

El modelo se ha desarrollado en una hoja de cálculo organizada por usos, con una pestaña independiente para cada tipología (residencial, terciario de oficinas, terciario comercial, dotacional, zonas verdes y viario) y pestañas de resumen y total que agregan los resultados por ámbito y para el conjunto del desarrollo. Esta estructura permite trazar el cálculo desde los datos urbanísticos de partida hasta la potencia final, manteniendo separada la información de cada uso y facilitando la revisión y la actualización de los parámetros.

En cada pestaña se parte de la superficie o del número de viviendas correspondiente, se aplican los ratios de potencia y los coeficientes de simultaneidad propios del uso, y se obtiene la potencia activa. La conversión a potencia aparente mediante el factor de potencia y la agregación posterior se realizan en las pestañas de resumen, de modo que el resultado final queda expresado en media y alta tensión.

El modelo está preparado para calcular dos escenarios sobre la misma base. El escenario de partida aplica los ratios reglamentarios sin reducciones. El escenario eficiente parte de ese resultado y aplica una reducción por partida solo sobre la carga de edificio, dejando intactos los servicios generales, los garajes, la recarga de vehículo eléctrico y los usos dotacional, viario y zonas verdes. Una pestaña específica recoge los porcentajes de reducción y otra obtiene la demanda eficiente de cada ámbito, de modo que el efecto de la eficiencia queda aislado y es fácil de revisar.

El resultado de ambos escenarios se traslada a una pestaña final que calcula la potencia aparente y el número de transformadores de subestación necesarios. La separación entre datos de entrada, enlaces entre pestañas y cálculos permite seguir el origen de cada valor y modificar una hipótesis sin rehacer el conjunto.

El cálculo de la demanda de cada ámbito se apoya en un conjunto reducido de expresiones. La potencia activa de los usos terciario y dotacional se obtiene aplicando el ratio de potencia por unidad de superficie a la superficie construida:

$$P_{uso} = R \cdot S_c$$

donde R es el ratio de potencia del uso (W/m^2) y S_c su superficie construida. En el uso residencial, la potencia de las viviendas se obtiene a partir del número de viviendas, del ratio por vivienda según su grado de electrificación y de un coeficiente de simultaneidad:

$$P_{viv} = N_v \cdot R_v \cdot k_s$$

siendo N_v el número de viviendas, R_v el ratio por vivienda y k_s el coeficiente de simultaneidad. La reserva para recarga de vehículo eléctrico se calcula a partir del número de plazas de garaje, de la fracción de plazas dotadas de recarga y de la potencia unitaria de cada punto:

$$P_{VE} = N_p \cdot p_r \quad N_p = f_{VE} \cdot S_g / s_p$$

donde N_p es el número de plazas con recarga, p_r la potencia unitaria del punto de recarga, f_{VE} la fracción de plazas dotadas, S_g la superficie de garaje y s_p la superficie por plaza ($24 m^2$). La demanda de cada ámbito es la suma de las potencias de todos sus usos, y la potencia aparente se obtiene dividiendo la potencia activa por el factor de potencia, fijado en 0,85:

$$P_{\text{ámbito}} = \sum P_{uso}$$

$$S = P / \cos \varphi \quad \cos \varphi = 0,85$$

Por último, la potencia aparente total del desarrollo es la suma de la de los tres ámbitos, y el número de transformadores de subestación resulta de dividir esa potencia entre la capacidad unitaria de 50 MVA y redondear al alza:

$$S_T = \sum S_{\text{ámbito}}$$

$$N_{tr} = \lceil S_T / S_n \rceil \quad S_n = 50 \text{ MVA}$$

Este número corresponde a un dimensionamiento por capacidad, esto es, a la potencia firme necesaria en condiciones normales de explotación (criterio N-0). No incorpora la reserva por redundancia (criterio N-1) propia del diseño de detalle de la red, que es competencia de la empresa distribuidora y queda fuera del alcance de este trabajo. Esta elección es deliberada: el objeto del estudio es comparar la demanda y la infraestructura de los escenarios de partida y eficiente, no proyectar la red. Como la conclusión es un ahorro relativo de unidades de transformación, el resultado es independiente del criterio de redundancia adoptado, según se

comprueba en el apartado 7.3. El dimensionamiento por capacidad ofrece, además, la métrica más directa y trazable, pues depende únicamente de la potencia aparente y de la capacidad unitaria, sin introducir hipótesis de topología o de reserva que afectarían por igual a ambos escenarios.

En el escenario eficiente, la potencia de partida se reduce restando, para cada partida de la carga de edificio, el producto de su potencia por el porcentaje de reducción asignado:

$$P_{efic} = P_{base} - \sum_i (P_{edif,i} \cdot r_i)$$

5.3 IMPLEMENTACIÓN POR USOS

La implementación del modelo distingue el tratamiento de cada uso según su naturaleza. En el uso residencial, la potencia se obtiene a partir del número de viviendas y de su grado de electrificación, aplicando los coeficientes de simultaneidad de la ITC-BT-10. En los usos terciarios de oficinas y comercial, la potencia se calcula a partir de la superficie edificable y de los ratios por metro cuadrado correspondientes. A los usos dotacional, viario y zonas verdes se les aplican ratios de potencia directos por unidad de superficie.

A los valores anteriores se añaden los servicios eléctricos adicionales asociados a cada uso, como los servicios generales de los edificios, la fuerza en garajes y la reserva para recarga de vehículo eléctrico, incorporados mediante valores unitarios por metro cuadrado o por vivienda. La suma de todas estas componentes proporciona la demanda total de cada ámbito, sobre la que se construyen posteriormente los escenarios de optimización.

Los servicios adicionales se mantienen como una componente separada del resto de la demanda. Esto es importante para la fase de optimización, porque no se reducen con la eficiencia y conviene poder identificarlos en el escenario eficiente. Los ratios de potencia, los coeficientes de simultaneidad y los valores unitarios de los servicios se han centralizado en una pestaña de consideraciones, lo que facilita revisarlos y justificarlos sin buscarlos en cada uso.

Los ratios de potencia empleados proceden de la instrucción ITC-BT-10 del REBT y de los criterios de dotación de recarga del propio desarrollo. La Tabla 4 recoge los ratios por uso y la Tabla 5 los parámetros de recarga de vehículo eléctrico y de conversión.

Uso o componente	Ratio	Unidad	Referencia
Residencial, vivienda libre	9,2	kW/vivienda	ITC-BT-10
Residencial, vivienda protegida	5,7	kW/vivienda	ITC-BT-10
Servicios generales residenciales	1,25	kW/vivienda	—
Terciario (oficinas y comercial)	100	W/m ²	ITC-BT-10 (4.1)
Dotacional (equipamiento)	100	W/m ²	ITC-BT-10 (3.3)
Fuerza en garajes	20	W/m ²	ITC-BT-10 (3.4)
Recarga de vehículo eléctrico (lenta)	3,68	kW/plaza	ITC-BT-10 (5.2)
Zonas verdes	0,5	W/m ²	—
Viario	1	W/m ²	—

Tabla 4. Ratios de potencia por uso empleados en el modelo (escenario de partida).

Parámetro	Valor
Reserva de plazas con recarga – residencial	30 %
Reserva de plazas con recarga – oficinas, comercial y dotacional	10 %
Potencia de recarga lenta	3,68 kW/plaza
Potencia de recarga semirrápida	14,65 kW/plaza
Potencia de recarga rápida	44 kW/plaza
Superficie por plaza de garaje	24 m ²
Factor de potencia (cos φ)	0,85

Tabla 5. Parámetros de dotación de recarga de vehículo eléctrico y de conversión a potencia aparente.

5.4 OPTIMIZACIÓN DE LA DEMANDA POR EFICIENCIA ENERGÉTICA

El modelo permite comparar dos escenarios de demanda para cada ámbito. El primero es el escenario de partida, obtenido con los ratios reglamentarios descritos en los apartados anteriores. El segundo es el escenario eficiente, que incorpora las medidas de eficiencia energética exigidas por la normativa europea y por el Código Técnico de la Edificación. La optimización consiste en recalcular la demanda del escenario eficiente y compararla con la de partida.

La reducción por eficiencia se aplica solo a la carga de edificio de los usos residencial, oficinas y comercial. Los servicios generales de los edificios, la fuerza de los garajes y la recarga de vehículo eléctrico no se reducen, porque no dependen de la eficiencia del edificio. Los usos dotacional, viario y zonas verdes tampoco se modifican, ya que no corresponden a carga de edificio y no dependen de las medidas de eficiencia.

La reducción se cuantifica por partida. A cada partida de la carga de edificio (calefacción, refrigeración, iluminación y equipamiento) se le asigna un porcentaje de reducción, basado en la normativa de eficiencia y en referencias públicas. La carga de edificio eficiente de cada uso resulta de aplicar ese porcentaje a la carga de partida. La demanda eficiente de cada ámbito se obtiene sustituyendo la carga de edificio de partida por la carga reducida, manteniendo el resto de partidas.

El paso de energía a potencia se apoya en una hipótesis simplificadora: se asume que las medidas de eficiencia reducen el consumo de energía y la potencia de pico en la misma proporción. Esto equivale a suponer que el factor de utilización, es decir, las horas equivalentes de funcionamiento, se mantiene entre el escenario de partida y el eficiente. Es una hipótesis conservadora y habitual en los estudios de previsión de demanda. Es más precisa en iluminación y equipamiento, donde la potencia instalada y el consumo se reducen en la misma medida, y más aproximada en calefacción y refrigeración.

Los porcentajes de reducción adoptados se apoyan en el Código Técnico de la Edificación, en especial la limitación de la potencia de iluminación del DB-HE3 y las exigencias de

envolvente y de consumo del DB-HE, y en los estudios del IDAE. Representan el paso de un edificio convencional a uno que cumple el nivel de eficiencia exigido por la normativa.

Los porcentajes de reducción adoptados para cada partida de la carga de edificio se recogen en la Tabla 6. Corresponden a un edificio de consumo de energía casi nulo (nZEB) y se apoyan en el Código Técnico de la Edificación y en estudios del IDAE. La reducción media de la carga de edificio resultante es del 35,0 %.

Partida	Reducción (%)	Referencia
Calefacción	30	CTE DB-HE0/HE1 (envolvente nZEB)
Refrigeración	30	CTE DB-HE (sistemas de alta eficiencia)
Iluminación	40	CTE DB-HE3 e IDAE (iluminación LED y control)
Equipamiento	40	IDAE y etiquetado energético de la UE
Reducción media de la carga de edificio	35,0	—

Tabla 6. Porcentajes de reducción por partida aplicados a la carga de edificio (escenario eficiente).

Esta reducción se aplica únicamente a la carga de edificio de los usos residencial, oficinas y comercial. Como esa carga representa una fracción distinta de la demanda total en cada ámbito, la reducción sobre la demanda total varía entre ámbitos, como muestra la Tabla 7. En el APE 05.31, donde la carga de edificio supone cerca del 76 % de la demanda, la reducción total alcanza el 26,6 %; en el APE 08.20, con mayor peso de los servicios, los garajes y la recarga de vehículo eléctrico, se queda en el 17,3 %.

Ámbito	Demanda partida (kW)	Carga edificio partida (kW)	Carga edificio eficiente (kW)	Demanda eficiente (kW)	Reducción (%)
APE 05.31	146.817	111.724	72.621	107.713	26,6
APE 08.20	93.746	46.290	30.088	77.545	17,3
APE 08.21	26.856	15.946	10.365	21.274	20,8
Total	267.419	173.960	113.074	206.533	22,8

Tabla 7. Efecto de la reducción de la carga de edificio sobre la demanda total de cada ámbito (kW).

En conjunto, la carga de edificio del desarrollo pasa de 173.960 a 113.074 kW. Como el resto de la demanda (servicios generales, garajes, recarga de vehículo eléctrico y usos dotacional, viario y zonas verdes) no se modifica, la demanda total desciende de 267.419 a 206.533 kW, un 22,8 % menos.

Capítulo 6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1 REDUCCIÓN DE LA DEMANDA POR EFICIENCIA ENERGÉTICA

Aplicando al modelo la metodología de optimización descrita en el capítulo anterior, se obtiene la demanda eficiente de cada ámbito. La tabla siguiente compara la demanda de partida con la demanda eficiente.

Ámbito	Demanda de partida (kW)	Demanda eficiente (kW)	Reducción
APE 05.31 Centro de Negocios	146.817	107.713	26,6 %
APE 08.20 Zona mixta residencial	93.746	77.545	17,3 %
APE 08.21 Zona mixta comercial	26.856	21.274	20,8 %
Total	267.419	206.533	22,8 %

Tabla 8. Demanda de partida y demanda eficiente por ámbito.

La reducción total de la demanda es del 22,8 %. No es igual en todos los ámbitos. En el APE 05.31 alcanza el 26,6 %, porque predomina el uso de oficinas y la carga de edificio supone una parte grande de su demanda. En el APE 08.20 la reducción es menor, del 17,3 %, porque predomina el uso residencial, que incorpora más servicios, garajes y recarga de vehículo eléctrico, partidas que no se reducen. El ahorro procede, por tanto, sobre todo de la carga de edificio del sector terciario.

La Figura 4 muestra el reparto de la demanda eléctrica instalada por uso. El uso terciario de oficinas concentra la mayor parte de la demanda, seguido del uso residencial.

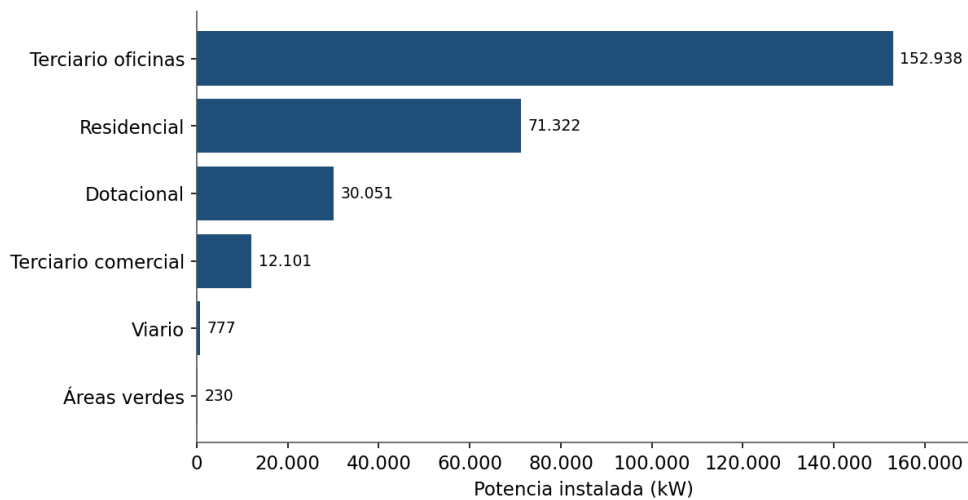


Figura 4. Demanda eléctrica instalada por uso (kW).

La Figura 5 compara la demanda de partida con la demanda eficiente en cada ámbito. La reducción es mayor en los ámbitos donde la carga de edificio tiene más peso sobre el total.

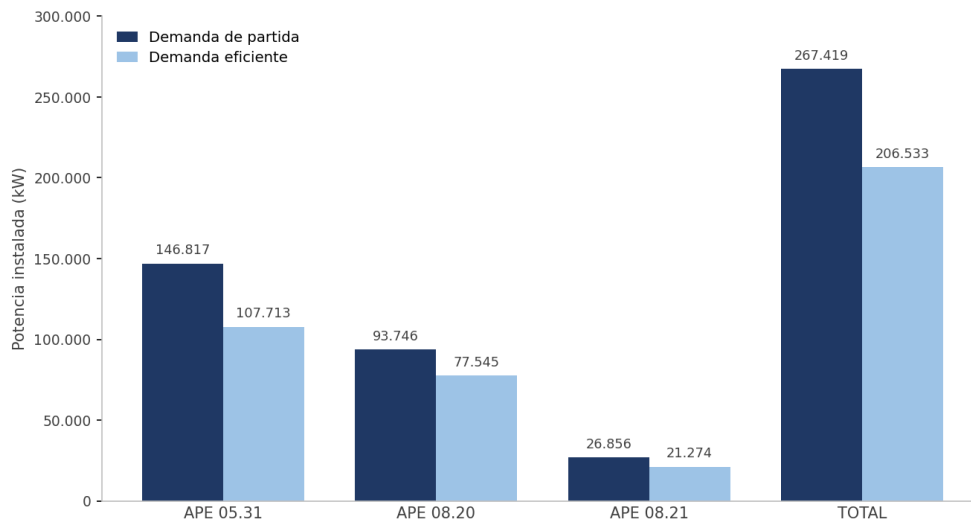


Figura 5. Demanda de partida y demanda eficiente por ámbito (kW).

6.2 DIMENSIONAMIENTO DE SUBESTACIONES

La demanda de cada escenario se transforma en potencia aparente dividiendo entre el factor de potencia. El dimensionamiento se realiza con transformadores de subestación de 50 MVA

y relación 220/20 kV. El número de transformadores se obtiene dividiendo la potencia aparente total entre la capacidad de cada transformador y redondeando al alza. Se dimensiona sobre la potencia total del conjunto, porque las subestaciones alimentan varios ámbitos a la vez.

Concepto	Escenario de partida	Escenario eficiente
Potencia aparente total (MVA)	314,6	243,0
Nº de transformadores de 50 MVA	7	5
Potencia instalada (MVA)	350	250

Tabla 9. Dimensionamiento de la infraestructura de transformación en los escenarios de partida y eficiente.

El escenario de partida requiere 7 transformadores de 50 MVA. El escenario eficiente requiere 5. La optimización de la demanda permite ahorrar 2 transformadores de 50 MVA, lo que equivale a 100 MVA de capacidad de transformación menos.

La Figura 6 resume el efecto sobre la infraestructura de transformación. La menor potencia aparente reduce la potencia a instalar en subestación y permite pasar de siete a cinco transformadores de 50 MVA.

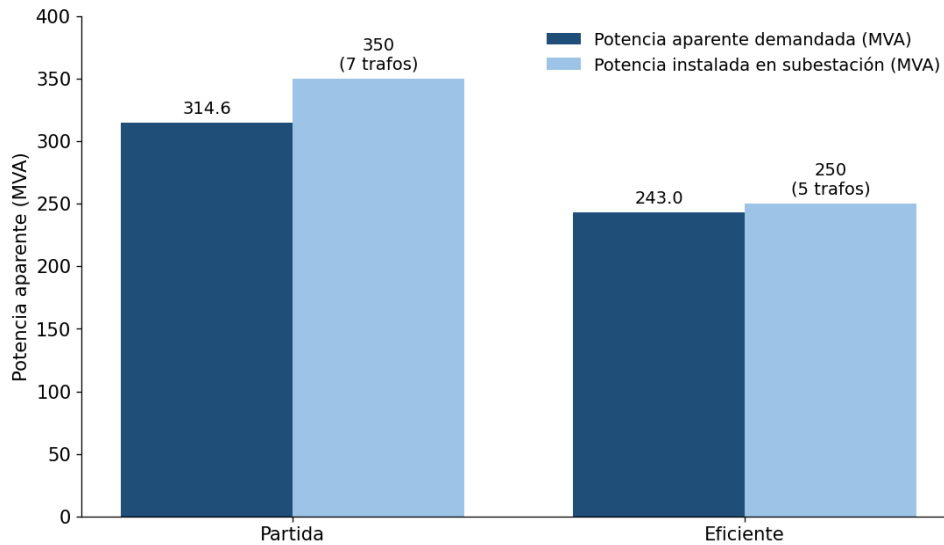


Figura 6. Potencia aparente y número de transformadores en los escenarios de partida y eficiente.

6.3 ESTIMACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Aguas abajo de las subestaciones, los centros de transformación constituyen el último escalón antes del suministro en baja tensión. Su número puede estimarse por ámbito a partir de la demanda de cada escenario, dividiendo la potencia aparente del ámbito entre la capacidad útil de cada unidad de transformación. Se adoptan máquinas de 400 kVA, una de las potencias normalizadas para transformadores de distribución (UNE 21428) (UNE_16) y habitual en ámbitos urbanos densos según los manuales técnicos de las distribuidoras, con un factor de utilización del 80 %, lo que equivale a una capacidad útil de 320 kVA por máquina. La Tabla 10 recoge el resultado por ámbito.

Ámbito	S partida (kVA)	Máquinas partida	S eficiente (kVA)	Máquinas eficiente	Reducción
APE 05.31	172.726	540	126.721	397	143
APE 08.20	110.290	345	91.229	286	59
APE 08.21	31.595	99	25.029	79	20
Total	314.611	984	242.980	762	222

Tabla 10. Estimación de máquinas de transformación de 400 kVA por ámbito (factor de utilización del 80 %).

En el escenario eficiente se requieren del orden de 762 máquinas de 400 kVA, frente a las 984 del escenario de partida: una reducción de 22 unidades, en torno al 23 %, que reproduce a nivel de distribución el ahorro observado en las subestaciones y se reparte entre ámbitos en proporción a su reducción de demanda. Dado que cada centro de transformación aloja habitualmente una o dos máquinas, el número de centros se situaría entre la mitad y la totalidad de esas cifras. La estimación es agregada y debe entenderse como una cota teórica superior, ya que supone toda la demanda servida mediante centros de transformación de 400 kVA. El número real de la red de distribución será menor. Parte de la demanda corresponde a clientes en media tensión que disponen de centros de transformación propios, aguas abajo del punto de entrega. La proporción exacta depende del diseño de detalle de la red de baja tensión y de información no pública, por lo que el número absoluto de centros y su emplazamiento quedan fuera del alcance de este trabajo. La reducción relativa, en torno al 23 %, no depende de ese reparto y se mantiene como resultado.

6.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El resultado principal del trabajo, esto es, el paso de siete a cinco transformadores de subestación de 50 MVA, descansa sobre tres hipótesis: los porcentajes de reducción de demanda aplicados a la carga de edificio, el factor de potencia adoptado para convertir la demanda en potencia aparente y la capacidad unitaria de los transformadores. Este apartado evalúa la sensibilidad del resultado a las dos primeras, que son las que incorporan mayor incertidumbre.

La Tabla 11 recoge el número de transformadores que resulta al variar la reducción de demanda aplicada, manteniendo el factor de potencia en 0,85 y los transformadores de 50 MVA. El escenario eficiente necesita cinco transformadores siempre que la reducción se sitúe en torno al 20,5 % o por encima, y seis transformadores para reducciones inferiores. El caso base, con una reducción del 22,8 %, queda justo dentro de la banda de cinco transformadores.

Reducción aplicada	Demanda eficiente (kW)	Potencia aparente (MVA)	Nº transf. 50 MVA	Ahorro
15 %	227.306	267,4	6	1
18 %	219.284	258,0	6	1
20 %	213.935	251,7	6	1
22,8 % (base)	206.533	243,0	5	2
24 %	203.238	239,1	5	2
27 %	195.216	229,7	5	2
30 %	187.193	220,2	5	2

Tabla 11. Sensibilidad del dimensionamiento a la reducción de demanda aplicada ($\cos \phi = 0,85$; transformadores de 50 MVA).

La Figura 7 representa esta misma información. La línea de 250 MVA marca el umbral por debajo del cual bastan cinco transformadores, equivalente a una reducción de demanda en torno al 20,5 %. Los porcentajes de reducción adoptados se apoyan en el Código Técnico de la Edificación y en las directivas europeas y son conservadores frente al comportamiento real de un edificio de consumo casi nulo, cuyo ahorro suele ser mayor. Por ello, lo esperable es situarse en la parte central o alta de la banda, donde el ahorro de dos transformadores es estable.

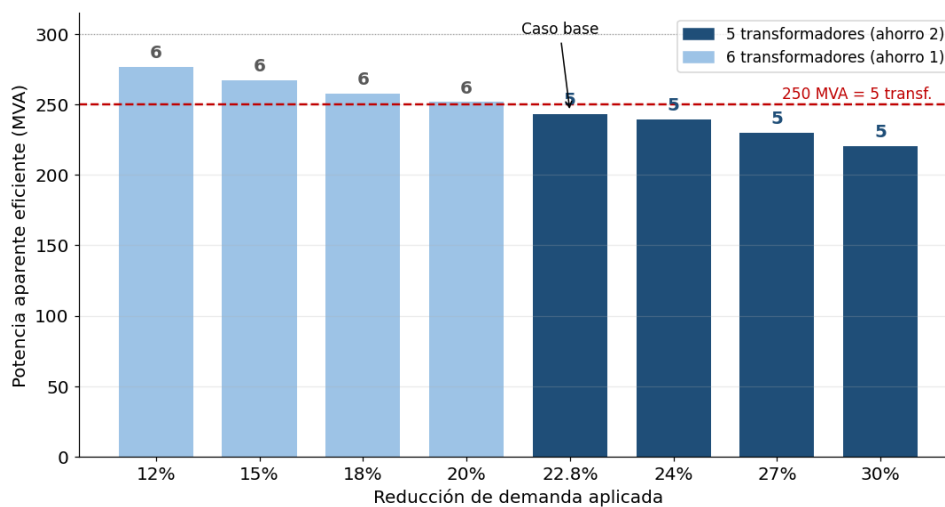


Figura 7. Sensibilidad de la potencia aparente y del número de transformadores del escenario eficiente a la reducción de demanda aplicada.

La Tabla 12 evalúa el efecto del factor de potencia, manteniendo la reducción del 22,8 %. El factor de potencia modifica por igual la demanda de partida y la eficiente, por lo que cambia el número de transformadores de ambos escenarios. Para el valor adoptado en el proyecto, 0,85, el ahorro es de dos transformadores. Para 0,80 o 0,90 el ahorro se reduce a uno, pero no desaparece: la eficiencia energética siempre disminuye el número de transformadores necesarios.

cos φ	MVA partida	Nº partida	MVA eficiente	Nº eficiente	Ahorro
0,80	334,3	7	258,2	6	1
0,85 (base)	314,6	7	243,0	5	2
0,90	297,1	6	229,5	5	1

Tabla 12. Sensibilidad del dimensionamiento al factor de potencia (reducción del 22,8 %; transformadores de 50 MVA).

En conjunto, el análisis muestra que el sentido del resultado es robusto: en todos los casos analizados la eficiencia energética reduce el número de transformadores de subestación necesarios. La magnitud concreta del ahorro, uno o dos transformadores, depende de las hipótesis, y el ahorro de dos transformadores corresponde al caso base y se mantiene en el rango central y conservador de los porcentajes de reducción. La conclusión cualitativa del trabajo, por tanto, no depende de un ajuste fino de las hipótesis.

Un tercer factor de incertidumbre es la dotación de recarga de vehículo eléctrico. En el modelo, la recarga es la única partida relevante que no se reduce con la eficiencia y, al mismo tiempo, la de mayor crecimiento previsible. La hipótesis adoptada, una reserva del 30 % de las plazas residenciales y del 10 % del resto con recarga lenta de 3,68 kW por plaza, supone unas 6.300 plazas dotadas y una potencia próxima a 23.300 kW. La Tabla 13 evalúa el efecto de aumentar esa dotación sobre ambos escenarios, manteniendo la recarga lenta y el resto de hipótesis.

Dotación (resid. / resto)	Plazas con recarga	Potencia VE (kW)	Transf. partida	Transf. eficiente	Ahorro
30 % / 10 % (base)	6.345	23.348	7	5	2
50 % / 25 %	11.521	42.397	7	6	1
100 % / 50 %	23.042	84.795	8	7	1
100 % / 100 %	28.996	106.705	9	7	2

Tabla 13. Sensibilidad del dimensionamiento a la dotación de recarga de vehículo eléctrico (recarga lenta de 3,68 kW por plaza; $\cos \varphi = 0,85$).

El sentido del resultado se mantiene: en todos los escenarios la eficiencia ahorra al menos un transformador. El número absoluto de transformadores, en cambio, crece con la dotación de recarga: con recarga en todas las plazas residenciales y en la mitad del resto, incluso el escenario eficiente requiere siete transformadores, tantos como el escenario de partida actual. La eficiencia compensa, por tanto, una parte del crecimiento de demanda asociado a la electrificación de la movilidad, pero no lo absorbe por completo. Este resultado refuerza la conveniencia de dimensionar con criterios de eficiencia y, a la vez, de prever el escalonado de la dotación de recarga en la planificación de la infraestructura.

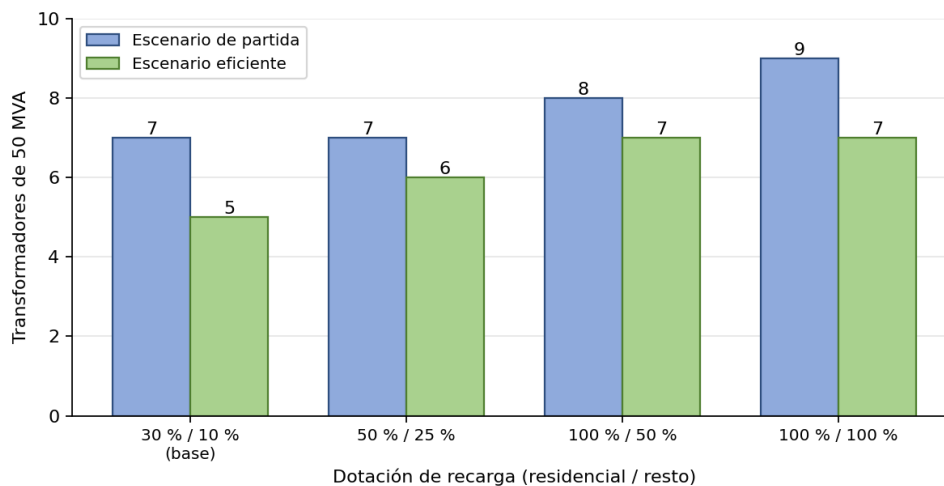


Figura 8. Número de transformadores de 50 MVA según la dotación de recarga de vehículo eléctrico.

6.5 VIABILIDAD ECONÓMICA

La reducción de la demanda tiene un efecto económico directo. Una demanda menor necesita menos capacidad de transformación, y por tanto menos equipos e infraestructura. En esta sección se estima ese ahorro.

El alcance del ahorro depende de si la menor demanda evita unidades de transformación dentro de subestaciones que se construyen igualmente, o bien permite prescindir de una subestación completa. Para distinguir ambos casos conviene observar el reparto de transformadores por zona, que recoge la Tabla 14.

Ámbito	S partida (MVA)	Transf. partida	S eficiente (MVA)	Transf. eficiente
APE 05.31	172,7	4	126,7	3
APE 08.20	110,3	3	91,2	2
APE 08.21	31,6	1	25,0	1
Suma por zona	314,6	8	243,0	6
Dimensionado agregado	314,6	7	243,0	5

Tabla 14. Reparto de transformadores de 50 MVA por zona y dimensionado agregado del conjunto.

El dimensionamiento de referencia es el agregado sobre el conjunto, que da siete transformadores en el escenario de partida y cinco en el eficiente. Como la red es mallada y las subestaciones alimentan los tres ámbitos de forma conjunta, no existe un reparto real de transformadores por zona; el que recoge la tabla es una comprobación conservadora, que dimensiona cada ámbito por separado sin aprovechar la diversidad del conjunto, y por ello obtiene una unidad más en cada escenario (ocho y seis). Su única finalidad es mostrar que, incluso con este criterio más exigente, el ahorro de dos transformadores se mantiene. En

ambos casos el ahorro es de dos transformadores, y la reducción se distribuye entre los ámbitos APE 05.31 y APE 08.20 sin que ninguna zona quede sin transformadores.

Cada subestación de 220/20 kV aloja del orden de tres transformadores de 50 MVA. El escenario eficiente requiere cinco transformadores, que no caben en una única subestación, por lo que siguen siendo necesarias dos subestaciones tanto en el escenario de partida como en el eficiente. La eficiencia, por tanto, reduce el número de unidades de transformación, pero no elimina una subestación completa. Esta lectura es coherente con la planificación de red prevista para el desarrollo, en la que las subestaciones alimentan el conjunto de los ámbitos de forma mallada y no una zona cada una, lo que respalda el dimensionado sobre la potencia total.

Los costes que se indican a continuación son valores orientativos de referencia. Deben contrastarse con fuentes públicas actualizadas, como catálogos de fabricantes, precios de mercado o estudios del sector.

El coste de esta infraestructura puede estimarse a partir de referencias públicas. En España, los valores unitarios de inversión que la CNMC emplea para retribuir la actividad de distribución, aprobados en la Orden IET/2660/2015, modificada por la Orden TEC/490/2019, constituyen la referencia regulatoria. Tomando esos valores unitarios como referencia de orden de magnitud, el coste de un transformador de potencia superior a 50 MVA se sitúa en el entorno de 1 a 2 millones de euros; añadiendo la posición de transformador, la aparamenta de media tensión y la obra civil y protecciones asociadas, el coste de una unidad de 50 MVA instalada en una subestación de 220/20 kV resulta del orden de 3 millones de euros. Construir una subestación nueva completa, que incluye varias de estas unidades, asciende a un orden de magnitud de 25 millones de euros. La Tabla 15 recoge el desglose orientativo del coste por unidad y del ahorro asociado.

Concepto	Coste de referencia orientativo
Transformador de 50 MVA, 220/20 kV (máquina)	1,0 – 2,0 M€

Posición de transformador y aparamenta de media tensión	≈ 1,0 M€
Obra civil, protecciones y sistemas auxiliares	0,5 – 1,0 M€
Coste por unidad de transformación instalada	≈ 3,0 M€
Ahorro estimado (dos unidades evitadas)	≈ 6,0 M€

Tabla 15. Desglose orientativo del coste de una unidad de transformación de 50 MVA y del ahorro asociado.

De acuerdo con lo anterior, el ahorro corresponde a la no instalación de dos unidades de transformación de 50 MVA, lo que supone del orden de 6 millones de euros. El límite superior de 25 millones, que correspondería a evitar una subestación completa, no resulta aplicable en este caso, ya que ambos escenarios requieren dos subestaciones. La cifra de 6 millones debe entenderse como una estimación de orden de magnitud, sujeta a los costes unitarios de referencia y al reparto final de la potencia que establezca la distribuidora. Conviene precisar la base de cálculo: los importes de la Tabla 15 son estimaciones de mercado llave en mano, expresadas como orden de magnitud, coherentes con los valores unitarios de inversión de la Orden IET/2660/2015. Dicha orden no tabula un valor llave en mano para una unidad de transformación completa, sino que valora por separado la máquina del transformador (mediante un valor unitario por unidad de potencia) y la posición de transformador (mediante un valor por posición), partidas a las que se añade la obra civil. La coincidencia en el orden de magnitud entre esos valores regulatorios y las referencias de mercado es lo que respalda la cifra empleada.

Por tanto, las medidas de eficiencia no solo permiten cumplir la normativa europea y el CTE. También tienen un retorno económico claro, al diferir o evitar inversión en infraestructura eléctrica. Esto refuerza el interés de incorporar estas medidas desde la fase de planeamiento.

Las cifras de coste son orientativas y se utilizan únicamente para estimar el orden de magnitud del ahorro.

6.6 IMPACTO AMBIENTAL Y SOSTENIBILIDAD

Aunque el objetivo del trabajo es técnico, sus resultados tienen un impacto ambiental favorable por dos vías: la reducción de la demanda y la reducción de la infraestructura necesaria.

La vía más directa es el ahorro de infraestructura de transformación. El escenario eficiente permite pasar de siete a cinco transformadores de 50 MVA y reducir la potencia instalada en subestación de 350 a 250 MVA. En el caso más favorable, podría evitarse la construcción de una subestación completa. Cada transformador y cada subestación suponen un consumo importante de materiales, como acero, cobre y aceite, además de obra civil, ocupación de suelo y equipos de gran tamaño cuyo ciclo de vida lleva asociadas emisiones. Reducir su número disminuye ese impacto.

La vía indirecta es la menor demanda. Una demanda más baja reduce la energía que hay que generar y, con ella, las emisiones asociadas a la generación. El efecto real depende del mix eléctrico y de las horas de funcionamiento, por lo que su cuantificación exacta requeriría un estudio energético específico, fuera del alcance de este trabajo, que estima potencia y no energía.

A título ilustrativo, si la reducción de potencia instalada (60.886 kW) se tradujera en una reducción de energía equivalente a 2.000 horas de funcionamiento al año, y se aplicara un factor de emisión medio de la red de 0,15 kg de CO₂ por kWh, las emisiones evitadas serían del orden de 18.250 toneladas de CO₂ al año. La cifra es orientativa y depende de las hipótesis señaladas, que deben confirmarse.

Estos resultados están alineados con los objetivos de descarbonización y con las directivas europeas de eficiencia energética. Ajustar la infraestructura a la demanda real evita el sobredimensionamiento y contribuye a un uso más eficiente de los recursos.

6.7 CONTRIBUCIÓN A LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

El trabajo se alinea con varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030 de las Naciones Unidas. Más allá de la mención general, la contribución se concreta en los resultados obtenidos: la reducción de la demanda del 22,8 %, el paso de siete a cinco transformadores de subestación, la disminución de unas 223 máquinas de transformación en la red de distribución y la integración de la recarga de vehículo eléctrico en el dimensionamiento.

ODS 7 — Energía asequible y no contaminante: El ajuste de la demanda a su valor eficiente evita capacidad de transformación innecesaria y reduce el consumo asociado al sobredimensionamiento. Una estimación realista facilita además la integración de medidas de eficiencia y de generación renovable distribuida, contribuyendo a un suministro asequible, fiable y sostenible.

ODS 9 — Industria, innovación e infraestructura: El trabajo aporta una metodología reproducible, basada en normativa vigente y en datos urbanísticos reales, para dimensionar la infraestructura eléctrica de un desarrollo de gran escala. Dimensionar sobre la demanda eficiente, y no sobre ratios de partida holgados, permite construir una infraestructura más ajustada y moderna sin comprometer la garantía de suministro.

ODS 11 — Ciudades y comunidades sostenibles: El desarrollo objeto de estudio es una actuación de regeneración urbana de referencia. Una planificación eléctrica eficiente es condición necesaria para que la nueva ciudad sea sostenible e integradora, garantizando servicios básicos como la movilidad eléctrica, el alumbrado público y el abastecimiento residencial y terciario con una ocupación de suelo menor por parte de la infraestructura.

ODS 12 — Producción y consumo responsables: Evitar tanto el sobredimensionamiento como el infradimensionamiento supone un uso responsable de los recursos materiales y económicos. La reducción de unidades de transformación, estimada en un ahorro del orden

de seis millones de euros, se traduce en menos cobre, acero y aceite dieléctrico y en una infraestructura que se aprovecha mejor a lo largo de su vida útil.

ODS 13 — Acción por el clima: La incorporación de criterios de eficiencia conformes con las directivas europeas y la consideración explícita de la recarga de vehículo eléctrico orientan el desarrollo hacia la descarbonización del consumo y del transporte. La menor infraestructura asociada reduce además las emisiones ligadas a su fabricación e instalación, en línea con los compromisos del Acuerdo de París y del PNIEC.

En conjunto, el trabajo muestra que una estimación de demanda más precisa no es solo una mejora técnica, sino también una contribución directa a la sostenibilidad: permite hacer más con menos infraestructura, lo que beneficia simultáneamente a la economía del proyecto, al uso de recursos y a la reducción de emisiones.



Figura 9. Objetivos de Desarrollo Sostenible a los que contribuye el trabajo

Capítulo 7. RED DE ALTA Y MEDIA TENSIÓN DEL DESARROLLO

El dimensionamiento de la demanda realizado en los capítulos anteriores determina la potencia que la red de suministro debe evacuar hacia el desarrollo urbanístico objeto de estudio. Esta sección describe la estructura de esa red, desde la conexión en alta tensión con el sistema de transporte hasta los centros de transformación que entregan la energía en baja tensión. El objetivo no es proyectar la red en detalle, sino justificar que el número de transformadores de subestación obtenido en el escenario eficiente es coherente con una topología de red real y fiable.

7.1 ESQUEMA GENERAL DE ALIMENTACIÓN

La alimentación del desarrollo se organiza en tres niveles de tensión. En alta tensión, el sistema de transporte aporta la energía a 220 kV. En las subestaciones de transformación, la tensión se reduce de 220 kV a 20 kV, nivel en el que opera la red de distribución de media tensión. Por último, los centros de transformación reducen la tensión de 20 kV a 400 V para el suministro a las parcelas. Esta estructura 220/20/0,4 kV es la habitual en grandes desarrollos urbanos conectados a la red de distribución. Esta organización se resume en el esquema unifilar de la Figura 10.

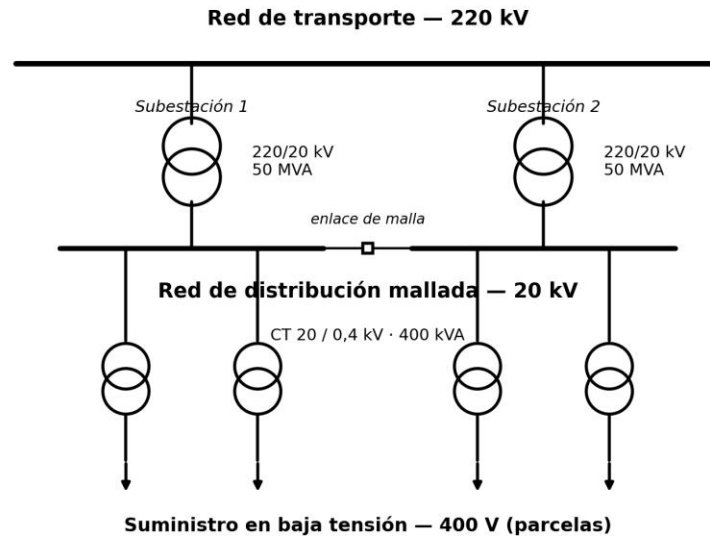


Figura 10. Esquema unifilar simplificado de la red de alimentación del desarrollo. El número de centros de transformación se representa a modo de ejemplo.

7.2 CONEXIÓN EN ALTA TENSION (220 kV)

La conexión con el sistema de transporte se realiza a través de subestaciones existentes en el entorno del desarrollo, desde las que se tienden nuevos circuitos de alta tensión hasta las subestaciones que dan servicio a la actuación. Cada subestación incorpora transformadores de 50 MVA y relación 220/20 kV, que constituyen la unidad de transformación básica del análisis. El número de unidades necesarias se obtiene dividiendo la potencia aparente total

entre la capacidad unitaria y redondeando al alza: siete transformadores en el escenario de partida y cinco en el escenario eficiente.

7.3 DISTRIBUCIÓN DE LA TRANSFORMACIÓN EN SUBESTACIONES

Las unidades de transformación no se concentran en una única subestación. Por razones de fiabilidad y de continuidad de suministro, la potencia se reparte entre dos subestaciones, de modo que el fallo de una de ellas no deja sin servicio a la totalidad del desarrollo. Esta condición se mantiene tanto en el escenario de partida, con siete unidades, como en el eficiente, con cinco: en ambos casos son necesarias dos subestaciones. Por ello, la mejora de eficiencia no elimina una subestación completa, sino dos unidades de transformación dentro de la misma configuración de dos subestaciones. Este matiz sustenta el ahorro económico estimado del orden de seis millones de euros, correspondiente a dos unidades de transformación y no a una subestación entera.

Conviene precisar el papel de la redundancia en este reparto. Dentro de cada subestación, los transformadores de 50 MVA no trabajan aislados, sino en paralelo sobre un embarrado común de 20 kV, y los embarrados de ambas subestaciones se enlazan a través de la red mallada. Esta disposición permite aplicar el criterio N-1, según el cual la red debe mantener el suministro ante la pérdida de cualquier elemento, incluido un transformador o una subestación completa. El dimensionamiento por capacidad empleado en este trabajo (criterio N-0) fija el número de unidades necesarias en condiciones normales; un diseño de detalle aplicaría N-1 y reservaría una unidad adicional, de modo que la condición $(n - 1) \cdot 50 \text{ MVA} \geq \text{demanda}$ elevaría el número a seis transformadores en el escenario eficiente y a ocho en el de partida. El ahorro asociado a la eficiencia se mantiene en ambos casos en dos unidades de transformación, por lo que la conclusión económica del orden de seis millones de euros no depende del criterio de redundancia adoptado. Es precisamente esta exigencia de redundancia, y no el simple reparto de potencia, la que obliga a disponer de dos subestaciones aunque la capacidad pudiera alojarse en un número menor de unidades. Esta configuración de transformadores en paralelo con reserva N-1 sigue los criterios de las instalaciones de alta tensión recogidos en el Reglamento sobre condiciones técnicas y

garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión (RAT_14) y la práctica habitual de planificación de redes de distribución.

7.4 RED DE MEDIA TENSIÓN (20 kV)

Aguas abajo de las subestaciones, la distribución se realiza en media tensión a 20 kV mediante una red mallada. Los centros de reparto reciben los circuitos procedentes de las subestaciones y los reparten hacia los centros de transformación distribuidos por el desarrollo. La topología mallada, frente a una disposición radial, permite alimentar cada centro de transformación por más de un camino. Si un tramo de la red queda fuera de servicio, la carga se reconfigura y se mantiene el suministro, lo que resulta imprescindible en un entorno urbano de la escala del objeto de estudio. Es precisamente esta malla la que obliga a disponer de dos subestaciones aun cuando la potencia pudiera, en teoría, alojarse en cinco unidades de transformación. La configuración en malla, explotada habitualmente de forma radial, es la solución estándar en las redes urbanas de distribución, conforme a la bibliografía de ingeniería de distribución (GONE14) y al marco regulatorio de la actividad de distribución (RD5500).

7.5 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN (20 kV / 400 V)

El último escalón de la red lo forman los centros de transformación, que reducen la tensión de 20 kV a 400 V. Se han considerado centros equipados con transformadores de 400 kVA, dimensionados para trabajar en torno al 80 % de su capacidad nominal, según el criterio de la norma UNE 21428. El número de centros se obtiene a partir de la potencia aparente de cada ámbito y de esta capacidad útil por unidad. La reducción de demanda del escenario eficiente disminuye también el número de centros de transformación necesarios, en coherencia con la reducción observada en las unidades de subestación.

7.6 COHERENCIA CON EL DIMENSIONAMIENTO DEL TRABAJO

La descripción anterior confirma que los resultados del modelo de demanda son compatibles con una red de suministro real. El número de transformadores de subestación, el reparto en dos subestaciones y el número de centros de transformación encajan en una arquitectura mallada de tres niveles de tensión. De este modo, el ahorro de infraestructura asociado a la eficiencia energética no es una mera cifra agregada de potencia, sino una reducción concreta y verificable de equipos de transformación dentro de una configuración de red coherente.

Capítulo 8. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

8.1 CONCLUSIONES

Este Trabajo de Fin de Grado ha estimado la demanda eléctrica de tres ámbitos del desarrollo urbanístico objeto de estudio y ha evaluado el efecto de la eficiencia energética sobre esa demanda y sobre la infraestructura de transformación necesaria.

Se ha construido un modelo de cálculo por usos que parte de los ratios reglamentarios del REBT (REBT02, ITBT02) y obtiene la demanda de partida de cada ámbito. Sobre ese modelo se ha aplicado una optimización por eficiencia, que reduce la carga de edificio según porcentajes por partida apoyados en la normativa europea (EED_12, EPBD10) y en el Código Técnico de la Edificación (CTE_06).

La demanda de partida del conjunto es de 267.419 kW. Tras aplicar las medidas de eficiencia, la demanda eficiente baja a 206.533 kW, lo que supone una reducción del 22,8 %. La reducción es mayor en los ámbitos de uso terciario y menor en el de uso residencial, porque en este último una parte importante de la demanda corresponde a servicios, garajes y recarga de vehículo eléctrico, que no se reducen.

Esta reducción tiene un efecto directo sobre la infraestructura. La potencia aparente total pasa de 314,6 a 243,0 MVA, y el número de transformadores de subestación de 50 MVA necesarios baja de 7 a 5. La optimización de la demanda permite, por tanto, ahorrar 2 transformadores de 50 MVA.

Ese ahorro de equipos tiene además un retorno económico, al diferir o evitar inversión en infraestructura eléctrica. La principal aportación del trabajo es mostrar que las medidas de eficiencia, más allá de cumplir la normativa, reducen de forma tangible la infraestructura de distribución, lo que justifica incorporarlas desde la fase de planeamiento.

El análisis de sensibilidad matiza el alcance de este resultado. El sentido del ahorro es robusto: en todas las hipótesis razonables analizadas, la eficiencia energética reduce el número de transformadores necesarios. La magnitud concreta, en cambio, depende de las hipótesis. El ahorro de dos transformadores corresponde al caso base y se mantiene mientras la reducción de la carga de edificio se sitúe en el rango central y conservador adoptado; para reducciones sensiblemente menores, el ahorro sería de un transformador. La conclusión cualitativa del trabajo no depende, por tanto, de un ajuste fino de las hipótesis, aunque la cifra exacta de ahorro sí es sensible a ellas.

Desde el punto de vista metodológico, el trabajo muestra que es posible incorporar la eficiencia energética a la previsión de cargas sin abandonar el método de ratios reglamentarios, que es el único aplicable en la fase de planeamiento. Basta con descomponer la carga de edificio por partidas y aplicar a cada una un porcentaje de reducción apoyado en la normativa de edificación. Este planteamiento es sencillo, trazable y fácil de actualizar a medida que se afinen los porcentajes de reducción.

El ahorro de infraestructura tiene una doble lectura. En lo económico, evitar dos unidades de transformación de 50 MVA supone diferir o eliminar una inversión del orden de 6 millones de euros. En lo ambiental, una infraestructura menor reduce el consumo de materiales, la ocupación de suelo y las emisiones asociadas a los equipos y a la energía, en línea con los objetivos de descarbonización y con las directivas europeas de eficiencia.

De los resultados se desprende una recomendación para la práctica de la planificación: conviene estimar la demanda de los desarrollos de nueva construcción teniendo en cuenta el nivel de eficiencia que la normativa ya exige a los edificios, en lugar de aplicar de forma directa unos ratios calibrados sobre el parque existente. De lo contrario, la infraestructura se dimensiona sobre una demanda que probablemente no se alcanzará.

El estudio tiene también limitaciones que conviene tener presentes. El modelo estima potencia y no energía, por lo que el paso de la reducción de consumo a la reducción de potencia se apoya en una hipótesis simplificadora. Los porcentajes de reducción por partida proceden de referencias públicas y no de una simulación detallada de los edificios concretos.

Y el dimensionamiento se realiza sobre la potencia aparente total, sin entrar en el reparto fino entre subestaciones ni en la red de media tensión. Estas limitaciones acotan el alcance de las cifras, pero no la conclusión principal del trabajo.

8.2 TRABAJOS FUTUROS

El trabajo abre varias líneas de continuación que permitirían profundizar en el análisis y aumentar su aplicabilidad. Se ordenan a continuación de menor a mayor alcance.

La primera es afinar los porcentajes de reducción por partida. En este trabajo se han adoptado valores de referencia procedentes del CTE DB-HE y de las guías del IDAE, aplicados de forma homogénea. Una simulación energética detallada de edificios representativos de cada uso, o la medición sobre edificios equivalentes ya construidos, permitiría sustituir esos valores por reducciones específicas por tipología y clima, y acotar la incertidumbre del escenario eficiente.

Una segunda línea es validar el paso de demanda a potencia con perfiles de carga reales. El modelo emplea un factor de potencia y coeficientes de simultaneidad constantes; disponer de curvas horarias de demanda por uso permitiría analizar la coincidencia real de los picos entre usos y estaciones, y comprobar si el dimensionamiento agregado puede ajustarse aún más sin comprometer la garantía de suministro.

La tercera, y de mayor alcance técnico, es extender el estudio al diseño de la red de distribución. A partir de la demanda por ámbito obtenida aquí, y con la planimetría del desarrollo, podría dimensionarse la red de media tensión y fijarse el emplazamiento concreto de los centros de transformación, respetando las distancias máximas de las líneas de baja tensión. Esto convertiría la estimación de cuántos centros se necesitan en un trazado de dónde se sitúan.

Una cuarta línea es incorporar la generación renovable de autoconsumo y el almacenamiento. La gran superficie de cubierta del desarrollo ofrece un potencial fotovoltaico relevante que, combinado con baterías, podría reducir la potencia de pico

demandada a la red y, con ella, la capacidad de transformación necesaria, reforzando el ahorro de infraestructura estimado.

Por último, conviene analizar con más detalle el crecimiento de la recarga de vehículo eléctrico. Es la única partida que no se reduce con la eficiencia y la de mayor incertidumbre futura; el análisis de sensibilidad realizado podría ampliarse con escenarios de gestión de la demanda y de recarga inteligente, que desplacen la recarga fuera de las horas punta y limiten su impacto sobre el dimensionamiento.

En conjunto, estas líneas comparten un mismo objetivo: pasar de una estimación de demanda y de infraestructura, como la desarrollada en este trabajo, a un diseño detallado de la red, integrando además los recursos energéticos distribuidos y la gestión de la demanda.

Capítulo 9. BIBLIOGRAFÍA

Normativa eléctrica española

- [REBT02] Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT). Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto. Texto consolidado en el BOE. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2002-18099>.
- [ITBT02] Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-10, «Previsión de cargas para suministros en baja tensión». Guía técnica de aplicación del Ministerio de Industria. <https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Paginas/guia-tecnica-aplicacion.aspx>.
- [RAT_14] Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT.
- [RD5500] 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.
- [UNE_16] UNE 21428, «Transformadores trifásicos sumergidos en aceite para distribución». Asociación Española de Normalización (UNE).

Normativa europea de eficiencia energética

- [EED_12] Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética. <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2012/27/oj?locale=es>.
- [EED_23] Directiva (UE) 2023/1791 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de septiembre de 2023, relativa a la eficiencia energética (versión refundida). DOUE L 231, de 20 de septiembre de 2023. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:02023L1791-20230920>.
- [EPBD10] Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios (EPBD). <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2010/31/oj?locale=es>.

- [EPBD18] Directiva (UE) 2018/844 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, por la que se modifica la Directiva 2010/31/UE (concepto de edificio de consumo casi nulo, nZEB). <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/844/oj?locale=es>.
- [EPBD24] Directiva (UE) 2024/1275 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de abril de 2024, relativa a la eficiencia energética de los edificios (refundición de la EPBD; edificio de cero emisiones, ZEB). <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2024/1275/oj?locale=es>.
- [REDI18] Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (RED II). <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj?locale=es>.
- [REDI23] Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de octubre de 2023, por la que se modifica la Directiva (UE) 2018/2001 (RED III). <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj?locale=es>.
- [MIEL19] Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj?locale=es>.

Normativa nacional española

- [PNIE21] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>.
- [PNIE24] PNIEC 2021-2030. Texto publicado en el BOE (actualización 2023-2030). https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-19048.
- [CTE_06] Código Técnico de la Edificación (CTE). Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, y Documento Básico de Ahorro de Energía (DB-HE), actualizado por el Real Decreto 732/2019 (límites de consumo de energía primaria, HE0, y condiciones de iluminación, HE3). <https://www.codigotecnico.org/>.

Estudios técnicos de referencia

- [IDAE16] IDAE. Análisis del consumo energético del sector residencial en España (serie SPAHOUSEC). Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. <https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/estudios-informes-y-estadisticas/estudios-del-consumo-de-los-hogares-espanoles-serie-spahousec>.
- [GONE14] Gönen, T. Electric Power Distribution Engineering. 3.^a edición. CRC Press, 2014.

Costes de infraestructura eléctrica

- [WECC19] Western Electricity Coordinating Council (WECC). Capital Costs for Transmission and Substations. Valores unitarios recomendados para líneas y subestaciones por nivel de tensión, incluidos los transformadores de potencia.
- [IET_15] Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para la retribución de la distribución de energía eléctrica. BOE-A-2015-13488.
- [RD4813] Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. BOE-A-2013-13767.
- [TEC_19] Orden TEC/490/2019, de 26 de abril, por la que se modifica la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, sobre instalaciones tipo y valores unitarios de referencia de inversión de la distribución de energía eléctrica. BOE-A-2019-6352.

Normativa urbanística

- [PGOU97] Modificación Puntual del Plan General de Ordenación Urbana de Madrid de 1997. Documentación de planeamiento facilitada por el director del proyecto.
- [APE531] Normas urbanísticas del ámbito APE 05.31 (Centro de Negocios). Documentación de planeamiento facilitada por el director del proyecto.
- [APE820] Normas urbanísticas del ámbito APE 08.20 (Zona mixta residencial). Documentación de planeamiento facilitada por el director del proyecto.
- [APE821] Normas urbanísticas del ámbito APE 08.21 (Zona mixta comercial). Documentación de planeamiento facilitada por el director del proyecto.

Normativa local (calidad del aire)

- [ORDM21] Ordenanza 4/2021, de 28 de abril, de Calidad del Aire y Sostenibilidad del Ayuntamiento de Madrid. BOCM.
https://www.bocm.es/boletin/CM_Orden_BOCM/2021/04/16/BOCM-20210416-46.PDF.

Objetivos de Desarrollo Sostenible

- [ONU_15] Naciones Unidas. Objetivos de Desarrollo Sostenible (Agenda 2030).
<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/>.

ANEXO I

El modelo de cálculo desarrollado en este trabajo se ha implementado en una hoja de cálculo, que constituye el anexo de cálculo de esta memoria. La hoja contiene una pestaña por cada uso, las pestañas de resumen y total, la pestaña de consideraciones con los ratios y coeficientes empleados, y las pestañas del escenario de optimización: los porcentajes de reducción por partida, la demanda eficiente de cada ámbito, el dimensionamiento de las subestaciones y el análisis de sensibilidad.

La hoja de cálculo permite reproducir todos los resultados presentados en esta memoria y ajustar las hipótesis de partida, de modo que cualquier cambio en los ratios o en los porcentajes de reducción se propaga de forma automática hasta la potencia final y el número de transformadores.

A continuación se reproducen las hojas de la herramienta de cálculo.

Hoja «Total»

IDENTIFICACIÓN DE PARCELAS													
COD	Actuación	Uso	Area (m2)	Area Construi (m2)	Residencial (Kw)	Terciario Ofici (kW)	Terciario Comercial (kW)	Dotacional (Kw)	Areas Verde (kW)	Viarío (kW)	Total Instalad (kW)	Factor de Potencia	Potencia Aparente M1 (KVA)
APE 05.31	Centro de	TOTAL	793.878,00	1.300.000,00	17.568,62	112.787,28	6.115,28	9.972,76	103,22	269,49	146.816,65	0,85	172.725,47
APE 08.20	Zona	TOTAL	1.029.647,00	965.321,00	48.559,88	25.474,40	4.323,33	14.868,92	80,99	438,84	93.746,36	0,85	110.289,83
APE 08.21	Zona	TOTAL	304.976,00	211.992,00	5.192,98	14.676,33	1.662,40	5.209,50	45,58	68,78	26.835,57	0,85	31.594,79

Hoja «Resumen»

Ámbito	Edificables Residencial (m2)	Edificables Oficinas (m2)	Edificables Comercial (m2)	Dotacional (m2)	Área Verde (m2)	Viaro (m2)	TOTAL INST. (kW)	POTENCIA APARENTE MT (kVA)	POTENCIA APARENTE AT (kVA)
APE 05.31	260.000	987.000	53.000	91.806	206.441	269.485	146.817	172.725,47	172.725
APE 08.20	714.338	214.864	36.119	137.030	161.982	438.837	93.746	110.290	110.290
APE 08.21	74.197	123.795	14.000	47.951	91.162	68.781	26.856	31.595	31.595
Totales	1.048.535	1.325.659	103.119	276.787	459.585	777.103	267.419	314.610	314.610

Hoja «Consideraciones»

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	
1										
2		PREVISIÓN DE POTENCIAS - CONSIDERACIONES								
3										
4										
5										
6		Para la elaboración de la TABLA DE PREVISIÓN DE POTENCIAS se han tomado en cuenta las siguientes consideraciones:								
7										
8										
9										
10		RATIOS PRINCIPALES								
11										
12			Uso			Escenario base	Unidad		Observación	
13			Res libre			9.2	kW/Viv			
14			Res proteg			5.7	kW/Viv			
15			Res Serv. Ge.			1.25	kW/Viv			
16			Res VE			3.68	kW/Plaza	ITC-BT-10 (seccion 5,2) le		
17			Res Fuerza Garaje			20	W/m2	ITC-BT-10 (seccion 3,4)		
18			Terciario CO/OF			100	W/m2	ITC-BT-10 (seccion 4,1)		
19			T. VE			3.68	kW/Plaza	ITC-BT-10 (seccion 5,2) le		
20			T. Fuerza Garaje			20	W/m2	ITC-BT-10 (seccion 3,4)		
21			T. Serv. Ge.			0.1				
22			Equipamiento			100	W/m2	ITC-BT-10 (seccion 3,3)		
23			Equip. Fuerza Garaje			20	W/m2	ITC-BT-10 (seccion 3,4)		
24			Equip. VE			3.68	kW/Plaza	ITC-BT-10 (seccion 5,2) le		
25			Via Publ. VE			3.68	kW/Plaza	ITC-BT-10 (seccion 5,2) le		
26			Bicimad			170	W/plaza	Estudio VE		
27			Zona verde			0.5	W/m2			
28			Viario			1	W/m2	Ratio convencional (leed f		
29			Cercanias, interc VE			12.1	kW/Plaza	ITC-BT-10 (seccion 5,2)		
30			Cercanias, Interc Fuerza Garaje			20	W/m2	ITC-BT-10 (seccion 3,4)		
31			Sup. aproximada plaza aparcamiento			24	m2			
32										
33			* Número de plazas de garaje de acuerdo a MPG.							
34										
35			* Edificabilidad de las parcelas dotacionales de acuerdo a MPG.							

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1									
2			PREVISIÓN DE POTENCIAS - CONSIDERACIONES						
3									
36									
37			* Coeficiente de potencia prevista desde AT en relación a la potencia en contadores: 0,85.						
38									
39									
40									
41			RATIOS VEHICULO ELECTRICO (VE)						
42									
43			Uso		% Plazas VE / Plazas Totales			Observación	
44			Residencial		30%			Salvo casos previamente	
45			Oficina		10%			Salvo casos previamente	
46			Comercial		10%			Salvo casos previamente	
47			Dotacional		10%			Salvo casos previamente	
48			Viario		0%			Salvo casos previamente	
49									
50									
51			Tipo		Potencia			Unidad	
52			Puesto de recarga LENTA		3.68			kW	
53			Puesto de recarga SEMI-RÁPIDA		14.65			kW	
54			Puesto de recarga RÁPIDA		44			kW	
55			Puesto de recarga BICIMAD		170			W	
56			Puesto de recarga E-BUSES		50			kW	
57									
58			* Número de puestos de recarga y distribución entre los distintos tipos de acuerdo a MPG						
59			Energía de DCN.						
60									

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1									
2		PREVISIÓN DE POTENCIAS - CONSIDERACIONES							
3									
61									
62									
63		<u>POTENCIAS A NIVEL DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN</u>							
64									
65		IBERDROLA							
66							PCT (kVA) en viviendas = $0,4* \hat{a}$ PBT (kW)		
67							0.9		
68									
69									
70		MT							
71							PCT (kVA) en P. industriales= $0,5* \hat{a}$ PBT (kW)		
72							0.9		
73									
74									
75		2.03.02							
76							PCT (kVA) en Z. terciario= $0,6* \hat{a}$ PBT (kW)		
77							0.9		
78									
79									
80									
81									
82		<u>CONSIDERACIONES ESPECIALES</u>							
83									
84		1) La previsión de potencia para el ítem Tunel Nivel N-1 se computa dentro del ámbito 5.31.							
85									
86		2) La previsión de potencia para el ítem Tunel Tres Olivos Bidireccional se computa dentro de							
87									
88		3) La previsión de potencia para el ítem parcela número 1 del ámbito 5.31 de uso dotacional							
89		colectivos) se ha computado dentro del ámbito 8.20, por su ubicación geográfica y por razón							
90		estratégicas de cara al abastecimiento desde las futuras subestaciones de AT.							
91									
92		4) Dotación prevista de plazas para vehículos eléctricos en viario público: 44 puestos de 50							
93									
94		5) Número previsto de autobuses eléctricos en el intercambiador: 40 puestos de 50 kW para							
95									
96		6) Número de plazas previstas en el intercambiador (dotacional): 1 plaza VE/40 plazas, con							

Hoja «Residencial»

IDENTIFICACIÓN DE PARCELAS											POTENCIA								
COD	Actuación	Uso	Area	Area Construida	Area Viviendas	Numero de viviendas	Superficie >160 m ²	Superficie >160 m ²	Factor Simultaneidad Elevado	Factor Simultaneidad Básico	Area Garage Residencial	Pistas Garage Residencial	Pistas Garage VI Residencial	Residencial (kW Inst.)					
													Viviendas	Servicios Generales	Fuera de Garage	Vehículo Eléctrico	Total		
1	R4	ARE 05.31	RL	4.787	25.852	24.495	253	0	231	0	121	6.312	388	117	493,4	291,2	186,3	438,4	1.599,3
2	R3	ARE 05.31	RL	4.335	21.624	20.484	195	0	195	0	102	7.824	526	98	583,1	243,8	154,5	360,4	1.344,0
3	R2	ARE 05.31	RVPPV/RL	9.172	43.912	41.370	429	0	429	0	219	11.840	668	198	1.290,0	536,3	316,8	728,8	2.831,7
4	R4	ARE 05.31	RL	3.386	18.282	17.374	164	0	164	0	87	4.600	275	83	494,8	205,0	132,0	305,4	1.137,2
5	R3	ARE 05.31	RL	4.192	20.960	19.746	188	0	188	0	99	7.560	515	95	543,2	235,0	151,2	349,8	1.299,0
6	R4	ARE 05.31	RL	3.666	19.796	18.756	179	0	179	0	94	7.128	297	90	537,5	223,8	142,8	331,2	1.233,0
7	R2	ARE 05.31	RVPPV/RL	6.475	31.680	29.376	298	0	298	0	151	11.208	465	141	862,4	346,3	224,2	518,8	1.571,7
8	R2	ARE 05.31	RVPPV/RL	6.905	33.544	31.589	317	0	317	0	163	11.952	488	150	930,8	396,3	239,0	552,0	1.718,1
9	R4	ARE 05.31	RVPPV/RL	5.619	28.972	25.830	257	0	257	0	133	9.720	409	122	799,8	321,3	194,4	449,0	1.724,4
10	R1	ARE 05.31	RL	2.646	7.877	6.927	66	0	66	0	38	2.856	116	36	225,5	81,5	57,1	133,1	487,6
11	R4	ARE 05.31	RL	1.433	7.740	7.302	68	0	68	0	39	2.808	117	36	221,2	85,0	54,2	131,5	494,8
12	R4	ARE 05.31	RVPPV/RL	3.521	19.025	17.450	206	0	206	0	108	6.864	286	86	634,5	257,5	137,0	316,5	1.323,7
13	R5	ARE 08.20	RL/TC	7.577	36.076	34.810	331	0	331	0	170	11.008	545	163	970,7	413,8	260,2	599,8	2.244,5
14	R5	ARE 08.20	RL/TC	5.382	25.679	24.807	236	0	236	0	123	7.000	386	116	700,0	295,0	185,3	426,9	1.607,2
15	R3	ARE 08.20	RL/TC	6.807	21.625	20.793	198	0	198	0	104	7.800	325	98	591,7	247,5	156,0	360,4	1.353,8
16	R3	ARE 08.20	RVPPV/TC	4.415	23.094	22.206	263	0	263	0	135	8.328	365	105	771,2	325,5	146,9	386,4	1.606,0
17	R3	ARE 08.20	RL/TC	6.591	23.728	22.815	217	0	217	0	113	8.544	356	107	645,8	271,2	170,9	393,8	1.481,7
18	R3	ARE 08.20	RL/TC	7.018	23.836	22.919	218	0	218	0	114	8.192	358	108	648,7	272,5	171,8	397,4	1.490,4
19	R4	ARE 08.20	RL/TC	4.242	16.328	15.911	152	0	152	0	81	5.880	245	74	460,6	190,0	117,4	273,2	1.040,2
20	R2	ARE 08.20	RL/TC	14.245	30.397	29.238	279	0	279	0	144	10.944	456	137	822,5	348,8	218,9	504,2	1.894,4
21	R2	ARE 08.20	RL/TC	5.805	20.318	19.537	186	0	186	0	98	7.320	309	92	557,5	232,5	146,4	338,8	1.274,9
22	R3	ARE 08.20	RL/TC	1.999	23.946	23.683	232	0	232	0	119	8.208	364	104	631,9	261,5	163,6	381,7	1.438,7
23	R5	ARE 08.20	RL/TC	4.744	22.589	21.823	208	0	208	0	109	8.136	339	102	620,2	260,0	162,7	376,4	1.418,2
24	R5	ARE 08.20	RL/TC	10.321	49.136	46.409	442	0	442	0	226	17.712	738	222	1.287,1	552,5	354,2	817,0	3.010,0
25	R3	ARE 08.20	RL/TC	6.643	23.915	23.395	231	0	231	0	114	8.616	358	108	651,5	273,8	172,3	397,4	1.493,0
26	R3	ARE 08.20	RL/TC	6.492	23.371	22.472	214	0	214	0	112	8.424	351	106	637,3	267,5	168,5	390,1	1.463,3
27	R3	ARE 08.20	RL/TC	6.186	22.279	21.413	204	0	204	0	107	8.060	335	101	608,8	255,0	160,8	371,7	1.396,2
28	R3	ARE 08.20	RL/TC	5.722	20.399	19.807	189	0	189	0	99	7.416	309	92	546,0	236,2	148,2	342,2	1.293,8
29	R3	ARE 08.20	RL/TC	6.960	26.067	24.092	229	0	229	0	119	8.408	362	118	680,0	285,3	188,2	434,2	1.588,7
30	R3	ARE 08.20	RVPPV/TC	6.376	23.941	22.071	260	0	260	0	135	8.640	368	108	748,4	325,0	172,8	397,4	1.683,6
31	R3	ARE 08.20	RL/TC	4.586	16.510	15.870	151	0	151	0	80	6.952	248	75	457,7	188,8	119,0	276,0	1.041,5
32	R3	ARE 08.20	RL/TC	5.582	20.095	19.302	184	0	184	0	97	7.248	302	91	551,8	230,0	145,0	334,9	1.261,6
33	R3	ARE 08.20	RL/TC	5.483	20.466	19.679	187	0	187	0	98	7.368	307	92	560,3	233,8	147,4	342,2	1.283,7
34	R3	ARE 08.20	RL/TC	5.883	21.376	20.381	194	0	194	0	102	7.632	318	96	580,9	243,5	153,4	353,5	1.338,7
35	R3	ARE 08.20	RVPPV/TC	5.927	22.252	20.517	241	0	241	0	125	8.016	334	101	714,2	301,3	166,3	371,7	1.547,2
36	R3	ARE 08.20	RL/TC	6.051	22.770	20.966	200	0	200	0	105	8.208	342	103	597,4	250,0	164,2	379,0	1.390,6
37	R1	ARE 08.20	RL/TC	2.636	16.363	15.337	148	0	148	0	79	5.964	248	74	440,2	185,0	118,1	273,2	1.034,6
38	R5	ARE 08.20	RL/TC	5.547	26.507	24.487	233	0	233	0	121	9.552	398	120	691,4	291,2	191,0	441,6	1.615,3
39	R1	ARE 08.20	RVPPV/TC	13.823	27.202	26.156	308	0	308	0	159	9.816	409	113	905,2	385,0	196,3	452,6	1.939,1
40	R1	ARE 08.20	RVPPV/TC	5.615	17.406	16.737	197	0	197	0	103	8.208	345	79	588,8	246,2	125,8	290,7	1.213,3
41	R1	ARE 08.20	RVPPV/TC	7.655	22.965	21.839	257	0	257	0	133	8.208	345	104	759,8	321,3	165,6	381,7	1.629,6
42	R1	ARE 08.20	RVPPV/TC	6.964	20.897	19.913	235	0	235	0	122	7.536	316	95	697,1	293,8	150,7	349,8	1.491,2
43	R1	ARE 08.20	RL/TC	11.054	42.476	36.754	360	0	360	0	180	21.112	838	232	1.024,9	437,5	400,2	1.037,8	2.906,0
44	R	ARE 08.21	TC	16.773	37.137	31.217	333	0	333	0	171	11.972	558	168	976,4	416,3	267,8	618,2	2.278,7
45	R	ARE 08.21	RL/TC	23.034	51.060	42.966	408	0	408	0	209	18.384	766	230	1.190,2	510,0	367,7	846,4	2.914,2
46																			71.233,5

Hoja «Terc. Oficinas»

IDENTIFICACIÓN DE PARCELAS					Potencia							
COD	Actuación	Uso	Area	Area Construida	Area Oficinas	Area Garaje Oficinas	Plaza Garaje Oficinas	Oficinas (kW inst.)				
								Oficinas	Servicios Generales	Fuerza Garajes	Vehículo Eléctrico	Total
T4-3.1	APE 05.31	TO/TC	6.672	101.845	99.357	11928	497	9.935,7	993,6	238,6	184,0	11.351,8
T4-3.2	APE 05.31	TO/TC	5.328	68.548	66.463	7992	333	6.646,3	664,6	159,8	125,1	7.595,9
T4-3.3	APE 05.31	TO/TC	4.742	99.971	97.076	11664	486	9.707,6	970,8	233,3	180,3	11.092,0
T4-12.1	APE 05.31	TO/TC	2.674	10.879	9.770	1176	49	977,0	97,7	23,5	18,4	1.116,6
T4-12.2	APE 05.31	TO/TC	5.248	21.352	19.138	2304	96	1.913,8	191,4	46,1	36,8	2.188,1
T4-12.3	APE 05.31	TO/TC	4.914	116.883	112.818	13560	565	11.281,8	1.128,2	271,2	209,8	12.890,9
T4-12.4	APE 05.31	TO/TC	5.929	109.808	107.503	12912	538	10.750,3	1.075,0	258,2	198,7	12.282,3
T4-12.5	APE 05.31	TO/TC	4.460	54.273	52.718	6336	264	5.271,8	527,2	126,7	99,4	6.025,1
T4-12.6	APE 05.31	TO/TC	1.477	6.009	5.209	648	27	520,9	52,1	13,0	11,0	597,0
T3-20	APE 05.31	TO/TC	3.652	29.216	27.704	3336	139	2.770,4	277,0	66,7	51,5	3.165,7
T2-21	APE 05.31	TO/TC	2.355	16.485	15.002	1824	76	1.500,2	150,0	36,5	29,4	1.716,1
T2-22	APE 05.31	TO/TC	4.189	29.324	27.518	3312	138	2.751,8	275,2	66,2	51,5	3.144,7
T2-23	APE 05.31	TO/TC	3.036	21.252	19.625	2376	99	1.962,5	196,3	47,5	36,8	2.243,1
T3-25	APE 05.31	TO/TC	3.038	24.304	22.705	2736	114	2.270,5	227,1	54,7	44,2	2.596,4
T3-26	APE 05.31	TO/TC	6.056	77.890	75.100	9024	376	7.510,0	751,0	180,5	139,8	8.581,3
T3-31	APE 05.31	TO/TC	7.294	96.232	93.829	11280	470	9.382,9	938,3	225,6	173,0	10.719,8
T1-32.2	APE 05.31	TO/TC	3.521	15.026	14.541	1752	73	1.454,1	145,4	35,0	29,4	1.664,0
T5-35	APE 05.31	TO/TC	6.906	124.308	120.924	14520	605	12.092,4	1.209,2	290,4	224,5	13.816,5
T3-74	APE 08.20	TO/TC	7.733	28.612	27.692	6648	277	2.769,2	276,9	133,0	103,0	3.282,1
T1-78	APE 08.20	TO	7.800	28.860	28.860	6936	289	2.886,0	288,6	138,7	106,7	3.420,0
T1-72	APE 08.20	TO	9.033	33.423	33.423	8040	335	3.342,3	334,2	160,8	125,1	3.962,5
T1-77	APE 08.20	TO	17.522	28.035	28.035	6744	281	2.803,5	280,4	134,9	106,7	3.325,5
T3-51	APE 08.20	TO/TC	3.582	13.253	12.531	3024	126	1.253,1	125,3	60,5	47,8	1.486,7
T2-5	APE 08.20	TO	8.554	27.850	27.850	6696	279	2.785,0	278,5	133,9	103,0	3.300,5
T2-7	APE 08.20	TO	9.930	32.324	32.324	7776	324	3.232,4	323,2	155,5	121,4	3.832,6
R/T-16	APE 08.20	RL/TO/TC	15.056	62.478	24.149	5808	242	2.414,9	241,5	116,2	92,0	2.864,6
T1-8	APE 08.21	TO	36.298	92.006	92.006	22104	921	9.200,6	920,1	442,1	342,2	10.905,0
T1-9	APE 08.21	TO	6.927	17.506	17.506	4224	176	1.750,6	175,1	84,5	66,2	2.076,4
T2-10	APE 08.21	TO	14.050	14.283	14.283	3432	143	1.428,3	142,8	68,6	55,2	1.695,0
												152.938,0

Hoja «Terc. Comercial»

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
IDENTIFICACIÓN DE PARCELAS									Potencia				
COD	Actuación	Uso	Area	Area Construida	Area Comercial	Area Garage Comercial	Plaza Garage Comercial	Comercial (kW inst.)					
								Comercial	Servicios Generales	Fuerza Garajes	Vehículo Eléctrico	Total	
5	R4	APE 05.31	RL/TC	4.787	25.850	1.355	168	7	135.5	13.6	3.4	3.7	156.1
6	R3	APE 05.31	RL/TC	4.335	21.674	1.190	144	6	119.0	11.9	2.9	3.7	137.5
7	R2	APE 05.31	R[VPPB]/RL/TC	9.172	43.992	2.622	336	14	262.2	26.2	6.7	7.4	302.5
8	R4	APE 05.31	RL/TC	3.386	18.285	1.109	144	6	110.9	11.1	2.9	3.7	128.6
9	R3	APE 05.31	RL/TC	4.192	20.960	1.214	168	7	121.4	12.1	3.4	3.7	140.6
10	R4	APE 05.31	RL/TC	3.664	19.794	1.040	144	6	104.0	10.4	2.9	3.7	121.6
11	R2	APE 05.31	R[VPPB]/RL/TC	6.475	31.080	1.805	240	10	180.5	18.1	4.8	3.7	207.0
12	R2	APE 05.31	R[VPPB]/RL/TC	6.905	33.144	1.555	192	8	155.5	15.6	3.8	3.7	178.6
13	R2	APE 05.31	R[VPPB]/RL/TC	5.619	26.972	1.342	168	7	134.2	13.4	3.4	3.7	154.7
14	R1	APE 05.31	RL/TC	2.444	7.877	950	120	5	95.0	9.5	2.4	3.7	110.0
15	R4	APE 05.31	RL/TC	1.433	7.740	638	96	4	63.8	6.4	1.9	3.7	75.8
16	R4	APE 05.31	R[VPL]/R[VPPB]/TC	3.521	19.025	1.575	192	8	157.5	15.8	3.8	3.7	180.8
17	T4-3.1	APE 05.31	TO/TC	6.672	101.845	2.488	312	13	248.8	24.9	6.2	7.4	287.3
18	T4-3.2	APE 05.31	TO/TC	5.328	68.548	2.085	264	11	208.5	20.9	5.3	7.4	242.8
19	T4-3.3	APE 05.31	TO/TC	4.742	99.971	2.895	360	15	289.5	29.0	7.2	7.4	333.0
20	T4-12.1	APE 05.31	TO/TC	2.674	10.879	1.109	144	6	110.9	11.1	2.9	3.7	128.6
21	T4-12.2	APE 05.31	TO/TC	5.248	21.352	2.214	288	12	221.4	22.1	5.8	7.4	256.7
22	T4-12.3	APE 05.31	TO/TC	4.914	116.883	4.065	504	21	406.5	40.7	10.1	11.0	468.3
23	T4-12.4	APE 05.31	TO/TC	5.929	109.808	2.305	288	12	230.5	23.1	5.8	7.4	266.7
24	T4-12.5	APE 05.31	TO/TC	4.460	54.273	1.555	192	8	155.5	15.6	3.8	3.7	178.6
25	T4-12.6	APE 05.31	TO/TC	1.477	6.009	800	96	4	80.0	8.0	1.9	3.7	93.6
26	T3-20	APE 05.31	TO/TC	3.652	29.216	1.512	192	8	151.2	15.1	3.8	3.7	173.8
27	T2-21	APE 05.31	TO/TC	2.355	16.485	1.485	192	8	148.5	14.8	3.8	3.7	170.7
28	T2-22	APE 05.31	TO/TC	4.189	29.324	1.804	240	10	180.4	18.1	4.8	3.7	207.0
29	T2-23	APE 05.31	TO/TC	3.036	21.252	1.627	216	9	162.7	16.3	4.3	3.7	187.0
30	T3-25	APE 05.31	TO/TC	3.038	24.304	1.599	192	8	159.9	16.0	3.8	3.7	183.4
31	T3-26	APE 05.31	TO/TC	6.056	77.890	2.790	336	14	279.0	27.9	6.7	7.4	321.0
32	T3-31	APE 05.31	TO/TC	7.294	96.232	2.403	312	13	240.3	24.0	6.2	7.4	277.9
33	T1-32.2	APE 05.31	TO/TC	3.521	15.026	485	72	3	48.5	4.9	1.4	3.7	58.5
34	T5-35	APE 05.31	TO/TC	6.906	124.308	3.384	408	17	338.4	33.8	8.2	7.4	387.8
35	R5	APE 08.20	RL/TC	7.577	36.078	1.268	312	13	126.8	12.7	6.2	7.4	153.1
36	R5	APE 08.20	RL/TC	5.392	25.679	872	216	9	87.2	8.7	4.3	3.7	103.9
37	R3	APE 08.20	RL/TC	6.007	21.623	832	216	9	83.2	8.3	4.3	3.7	99.5
38	R3	APE 08.20	R[VPPB]/TC	6.415	23.094	888	216	9	88.8	8.9	4.3	3.7	105.7
39	R3	APE 08.20	RL/TC	6.591	23.728	913	240	10	91.3	9.1	4.8	3.7	108.9
40	R3	APE 08.20	RL/TC	7.018	23.836	917	240	10	91.7	9.2	4.8	3.7	109.4
41	R4	APE 08.20	RL/TC	4.243	16.328	417	120	5	41.7	4.2	2.4	3.7	52.0
42	R2	APE 08.20	RL/TC	14.245	30.397	1.169	288	12	116.9	11.7	5.8	7.4	141.7
43	R2	APE 08.20	RL/TC	5.805	20.318	781	192	8	78.1	7.8	3.8	3.7	93.4
44	R2	APE 08.20	RL/TC	9.999	22.946	883	216	9	88.3	8.8	4.3	3.7	105.3
45	R5	APE 08.20	RL/TC	4.744	22.589	766	192	8	76.6	7.7	3.8	3.7	91.8
46	R5	APE 08.20	RL/TC	10.321	49.136	2.727	672	28	272.7	27.3	13.4	11.0	324.5
47	R3	APE 08.20	RL/TC	6.643	23.915	920	240	10	92.0	9.2	4.8	3.7	109.7
48	R3	APE 08.20	RL/TC	6.492	23.371	899	216	9	89.9	9.0	4.3	3.7	106.9
49	R3	APE 08.20	RL/TC	6.186	22.270	857	216	9	85.7	8.6	4.3	3.7	102.3

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
50	R3	APE 08.20	RI/TC	5.722	20.599	792	192	8	79.2	7.9	3.8	3.7	94.8
51	R3	APE 08.20	RI/TC	6.960	26.067	1.975	480	20	197.5	19.8	9.6	7.4	234.2
52	R3	APE 08.20	R(VPPB)/TC	6.370	23.941	1.870	456	19	187.0	18.7	9.1	7.4	222.2
53	R3	APE 08.20	RI/TC	4.584	16.510	635	168	7	63.5	6.4	3.4	3.7	76.9
54	R3	APE 08.20	RI/TC	5.582	20.099	773	192	8	77.3	7.7	3.8	3.7	92.4
55	R3	APE 08.20	RI/TC	5.685	20.466	787	192	8	78.7	7.9	3.8	3.7	94.1
56	R3	APE 08.20	RI/TC	5.882	21.179	814	216	9	81.4	8.1	4.3	3.7	97.5
57	R3	APE 08.20	R(VPPL)/TC	5.927	22.252	1.735	432	18	173.5	17.4	8.6	7.4	206.9
58	R3	APE 08.20	RI/TC	6.055	22.735	1.775	452	18	177.5	17.8	8.6	7.4	211.3
59	R5	APE 08.20	RI/TC	3.438	16.363	836	216	9	83.6	8.4	4.3	3.7	100.0
60	R5	APE 08.20	RI/TC	5.567	26.507	2.020	504	21	202.0	20.2	10.1	11.0	243.3
61	R1	APE 08.20	R(VPPB)/TC	13.823	27.202	1.046	264	11	104.6	10.5	5.3	7.4	127.2
62	R1	APE 08.20	R(VPPB)/TC	5.615	17.406	669	168	7	66.9	6.7	3.4	3.7	80.4
63	R1	APE 08.20	R(VPPB)/TC	7.655	22.969	1.126	288	12	112.6	11.3	5.8	7.4	137.0
64	R1	APE 08.20	R(VPPB)/TC	6.964	20.893	940	240	10	94.0	9.4	4.8	3.7	111.9
65	R/T-16	APE 08.20	RI/TO/TC	15.056	62.478	1.575	384	16	157.5	15.8	7.7	7.4	188.3
66	T3-74	APE 08.20	TO/TC	7.733	28.612	920	240	10	92.0	9.2	4.8	3.7	109.7
67	T3-51	APE 08.20	TO/TC	3.582	13.253	722	192	8	72.2	7.2	3.8	3.7	86.9
68	R-2	APE 08.21	RI/TC/R(VPPB)/R(VPPL)/R(VPPL)/TC	16.773	37.137	5.905	1416	59	590.0	59.0	38.3	22.1	699.4
69	R-4	APE 08.21	RI/TC	23.034	51.060	8.100	1944	81	810.0	81.0	38.9	33.1	963.0
70													12.101.0

Hoja «Dotacional»

IDENTIFICACIÓN DE PARCELAS								Potencia			
COD	Actuación	Uso	Area	Area Construida	Area Garage Dotacional	Plazas aparcamiento	Plazas aparcamiento VE	Dotacional (kW inst.)			
								Dotacional	Fuerza Garajes	VE	Total
SC-10	APE 05.31	Deportivo	12.627	12.627	3048	127	13	1.262,7	61,0	47,8	1.371,5
SC-2	APE 05.31	Equipamiento Educativo	14.201	14.201	3432	143	15	1.420,1	68,6	55,2	1.543,9
SC-7	APE 05.31	Equipamiento Deportivo / Cívico Social / Servicio Público	56.968	56.968	13680	570	57	5.696,8	273,6	209,8	6.180,2
SC-24	APE 05.31	Equipamiento Salud	3.038	3.038	744	31	4	303,8	14,9	14,7	333,4
SC-30	APE 05.31	Equipamiento Educativo / Cívico Social	3.859	3.859	936	39	4	385,9	18,7	14,7	419,3
SC-40	APE 05.31	Servicio Público	1.113	1.113	288	12	2	111,3	5,8	7,4	124,4
SC total	APE 08.20	Equipamiento / Servicio Público	137.030	137.030	32904	1371	138	13.703,0	658,1	507,8	14.868,9
SC-5	APE 08.21	Servicio Público y Equipamiento Cívico Social	12.399	12.399	2976	124	13	1.239,9	59,5	47,8	1.347,3
SC-7	APE 08.21	Equipamiento Educativo y Deportivo	23.195	23.195	5568	232	24	2.319,5	111,4	88,3	2.519,2
SC-ex	APE 08.21	Equipamiento singular existente modificado	12.357	12.357	2976	124	13	1.235,7	59,5	47,8	1.343,1

Hoja «Areas Verdes»

	A	B	C	D	E	F
1						
2		IDENTIFICACIÓN DE PARCELAS				Potencia
3		COD	Actuación	Uso	Area	Área verde (kW inst.)
4						
5		V	APE 05.31	Zona Verde	19,778	9.9
6		V	APE 05.31	Zona Verde	25,087	12.5
7		V	APE 05.31	Zona Verde	81,258	40.6
8		V	APE 05.31	Zona Verde	7,929	4.0
9		V	APE 05.31	Zona Verde	1,814	0.9
10		V	APE 05.31	Zona Verde	26,001	13.0
11		V	APE 05.31	Zona Verde	3,731	1.9
12		V	APE 05.31	Zona Verde	9,301	4.7
13		V	APE 05.31	Zona Verde	10,217	5.1
14		V	APE 05.31	Zona Verde	21,325	10.7
15		V	APE 08.20	Zona Verde	161,982	81.0
16		V	APE 08.21	Zona Verde	40,448	20.2
17		V	APE 08.21	Zona Verde	14,195	7.1
18		V	APE 08.21	Zona Verde	11,742	5.9
19		V	APE 08.21	Zona Verde	3,756	1.9
20		V	APE 08.21	Zona Verde	1,010	0.5
21		V	APE 08.21	Zona Verde	1,909	1.0
22		V	APE 08.21	Zona Verde	2,270	1.1
23		V	APE 08.21	Zona Verde	676	0.3
24		V	APE 08.21	Zona Verde	15,156	7.6
25						
26						
27						
28						
29						
30						
31						

Hoja «Viario»

IDENTIFICACIÓN DE PARCELAS				Potencia		
COD	Actuación	Uso	Area	Viario (kW inst.)		
				Alumbrado	Vehículo Eléctrico	Total
VP-G	APE 05.31	Vía pública principal general	140.057	140,1	0,0	140,1
VP-L	APE 05.31	Vía pública principal local	51.085	51,1	0,0	51,1
VP-L	APE 05.31	Vía pública secundaria y áreas asociadas	78.343	78,3	0,0	78,3
VP-G	APE 08.20	Vía pública principal general	228.463	228,5	0,0	228,5
VP-L	APE 08.20	Vía pública principal local	40.072	40,1	0,0	40,1
VP-L	APE 08.20	Vía pública secundaria y áreas asociadas	170.302	170,3	0,0	170,3
VP-G	APE 08.21	Vía pública principal general	12.290	12,3	0,0	12,3
VP-L	APE 08.21	Vía pública principal local	17.925	17,9	0,0	17,9
VP-L	APE 08.21	Vía pública secundaria	38.566	38,6	0,0	38,6

Hoja «Reducción Eficiencia»

	A	B	C
1	REDUCCIÓN POR EFICIENCIA ENERGÉTICA (porcentaje por partida)		
2	<i>Reducción de la carga de edificio por las medidas de eficiencia (nivel nZEB). Solo afecta a residencial, oficinas</i>		
3	<i>Valores orientativos basados en referencias públicas (CTE DB-HE e IDAE).</i>		
4			
5	Partida	Reducción (%)	Referencia pública
6	Calefacción	30.0%	CTE DB-HE0/HE1 (2019, RD 732/2019): límite de consumo
7	Refrigeración	30.0%	CTE DB-HE0/HE1 (2019), RITE (SEER de los equipos) y l
8	Iluminación	40.0%	CTE DB-HE3: límite de potencia de iluminación en obra nu
9	Equipamiento	40.0%	Hipótesis de eficiencia coherente con el etiquetado energé
10			
11	Reducción neta media (%)	35.0%	

Hoja «Demanda Eficiente»

	A	B	C	D	E	F
1	DEMANDA EFICIENTE — RECÁLULO POR USO (solo carga de edificio)					
2	Reemplaza la carga de edificio de residencial, oficinas y comercial por la demanda eficiente del estudio. Servicios, garajes, VE, dotacional, viario y zonas verdes s					
3	Método: $P_{\text{edificio eficiente}} = \text{carga de edificio de partida} \times (1 - \text{reducción por eficiencia})$. Reducción por partida basada en referencias públicas (CTE DB-HE, IDA)					
4						
5	PARÁMETROS					
6	Reducción por eficiencia (carga de edificio)	35.0%				
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15	Ámbito	P partida (kW)	Edificio partida (kW)	Edificio eficiente (kW)	P eficiente (kW)	Reducción (%)
16	APE 05.31	146,817	111,724	72,621	107,713	26.6%
17	APE 08.20	93,746	46,290	30,088	77,545	17.3%
18	APE 08.21	26,856	15,946	10,365	21,274	20.8%
19	TOTAL	267,419	173,960	113,074	206,533	22.8%
20						
21	"Edificio" = carga de viviendas/oficinas/comercial (sin servicios, garajes ni VE). "P eficiente" = P partida - edificio partida + edificio eficiente.					

Hoja «Subestaciones»

	A	B	C
1	SUBESTACIONES — TRANSFORMADORES DE 50 MVA (220/20 kV)		
2	<i>Potencia eficiente recalculada en la hoja "Demanda Eficiente" (reducción solo en carga de edificio). N°</i>		
3			
4	PARÁMETROS		
5	Capacidad por transformador	50,000	kVA (= 50 MVA)
6	Factor de potencia a nivel de subestación	0.85	
7			
8			
9	Ámbito	P aparente partida (kVA)	P aparente con ahorro (kVA)
10	APE 05.31	172,725	126,721
11	APE 08.20	110,290	91,229
12	APE 08.21	31,595	25,029
13	TOTAL	314,610	242,980
14			
15	TRANSFORMADORES DE SUBESTACIÓN (50 MVA)		
16	<i>Se dimensiona sobre la potencia total: las subestaciones alimentan varios ámbitos a la vez.</i>		
17		Partida	Con ahorro
18	Potencia aparente total (kVA)	314,610	242,980
19	Potencia aparente total (MVA)	314.6	243.0
20	N° de transformadores de 50 MVA	7	5
21	Potencia instalada (MVA)	350	250
22			
23	Transformadores ahorrados	2	
24	Reducción de demanda (%)	22.8%	

Hoja «Sensibilidad»

	A	B	C	D	E	F
1	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD — REDUCCIÓN DE EQUIPAMIENTO					
2	Se varía la reducción de equipamiento manteniendo fijas iluminación (40 %), calefacción (30 %) y refrigeración (30 %). La reducción neta media se aplica a la carga de edificio. N° de transformadores = CEILING(potencia total aparente / 50 MVA).					
3						
4	PARÁMETROS					
5	Demanda total de partida (kW)	267419		Enlazado a la hoja Demanda Eficiente.		
6	Carga de edificio de partida (kW)	173960				
7	Factor de potencia (subestación)	0.85				
8	Capacidad por transformador (MVA)	50				
9	N° transformadores — escenario de partida	7				
10	Reducción iluminación (fija)	40.0%				
11	Reducción calefacción (fija)	30.0%				
12	Reducción refrigeración (fija)	30.0%				
13	Coste por transformador evitado (M€)	3.0		Orden de magnitud (Orden IET/2660/2015).		
14						
15	Reducción equipamiento	Reducción neta media	Demanda eficiente (MVA)	N° transformadores (50 MVA)	Transformadores ahorrados	Ahorro (M€)
16	30.0%	32.5%	248.1	5	2	6.0
17	35.0%	33.8%	245.5	5	2	6.0
18	40.0%	35.0%	243.0	5	2	6.0
19	45.0%	36.3%	240.4	5	2	6.0
20	50.0%	37.5%	237.9	5	2	6.0
21	Caso base del estudio: reducción de equipamiento del 40 %.					
22	En todo el rango (30 %–50 %) el resultado es el mismo: 5 transformadores (7 – 5) y un ahorro de ~6 M€.					

ANEXO II

ESTRUCTURA DEL MODELO DE CÁLCULO

Este anexo documenta la estructura del libro de cálculo desarrollado para el trabajo, con el fin de facilitar su revisión y su reutilización. El modelo se organiza en hojas de cálculo encadenadas, cuyo contenido se resume a continuación.

Hoja	Contenido
Consideraciones	Parámetros del modelo: ratios de potencia por uso, coeficientes de simultaneidad, dotación y potencias de recarga de vehículo eléctrico, superficie por plaza y factor de potencia.
Residencial	Cálculo de la demanda residencial por parcela y ámbito: viviendas, grado de electrificación, simultaneidad, servicios generales, garaje y recarga.
Terc. Oficinas / Terc. Comercial	Demanda de los usos terciarios por superficie edificable, con garajes y recarga asociados.
Dotacional	Demanda de equipamientos por superficie, con aparcamiento y recarga.
Areas Verdes / Viario	Demanda de zonas verdes y alumbrado viario por superficie.
Total / Resumen	Agregación de la demanda por uso y por ámbito; cuadro de resultados del escenario de partida.
Reducción Eficiencia	Porcentajes de reducción por partida (calefacción, refrigeración, iluminación y equipamiento) aplicados a la carga de edificio.

Demanda Eficiente	Recomposición de la demanda de cada ámbito tras la reducción; resultados del escenario eficiente.
Subestaciones	Conversión a potencia aparente y dimensionamiento del número de transformadores de 50 MVA en ambos escenarios.
Sensibilidad	Análisis de sensibilidad: variación del número de transformadores y del ahorro frente a la reducción de equipamiento (rango 30 %–50 %).

El flujo de cálculo es el siguiente. Las hipótesis y ratios están centralizados en la hoja de consideraciones, de modo que cualquier cambio de criterio se realiza en un único punto y se propaga a todo el modelo. Las hojas de uso calculan la demanda de cada parcela aplicando los ratios a las superficies y al número de viviendas, e incorporan los servicios asociados (servicios generales, garajes y recarga de vehículo eléctrico). Las hojas de total y resumen agregan estos resultados por uso y por ámbito y componen el escenario de partida.

Sobre esa base, la hoja de reducción aplica a cada partida de la carga de edificio el porcentaje de reducción correspondiente, y la hoja de demanda eficiente recompone la demanda de cada ámbito en el escenario eficiente. Por último, la hoja de subestaciones convierte ambas demandas a potencia aparente con el factor de potencia adoptado y obtiene el número de transformadores de 50 MVA de cada escenario, que constituye el resultado de infraestructura del trabajo.

Las capturas de las hojas del modelo se recogen en el ANEXO I. La trazabilidad entre las tablas del cuerpo de la memoria y el modelo es directa: cada tabla de resultados procede de una hoja identificable del libro de cálculo.