



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**ESTUDIO DE ADAPTABILIDAD DE UNA RED
ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN PARA SU
RECONFIGURACIÓN BAJO LA
ARQUITECTURA DE RED INTELIGENTE EN
ENTORNOS URBANOS: APLICACIÓN A
UNA SUBRED EN EL TÉRMINO MUNICIPAL
DE MASSAMGRELL**

AUTOR: RUBÉN BELLÓN FERNÁNDEZ

TUTOR: MANUEL ALCÁZAR ORTEGA

Curso Académico: 2017-18

AGRADECIMIENTOS

A mi familia por todo el apoyo recibido.

RESUMEN

En el presente Trabajo Final de Máster se desarrolla una metodología para la implementación de redes inteligentes en entornos urbanos. Dicha metodología se sustenta en una revisión al estado actual del campo de las “smart grids”, como parte de lo que se conoce como ciudades inteligentes. La metodología propuesta comienza estableciendo unos criterios de selección de la red eléctrica para seleccionar aquella a la que realizar la implementación de la arquitectura de las redes inteligentes. Prosigue evaluando las condiciones de la red, determinado las necesidades a cubrir con sistemas de generación de energía. Se definen también las medidas a adoptar para la reforma de la red y los agentes necesarios para la implementación y funcionamiento de esta. La metodología finaliza estableciendo unos criterios de validación según criterios técnicos, económicos y medioambientales. En segundo lugar, se establece un caso de aplicación en la red urbana del municipio de Massamagrell donde se aplican los pasos descritos en la metodología. Como resultado de este caso, se obtiene la validación favorable de los aspectos técnicos, económicos y medioambientales, quedando validada la instalación diseñada. Se completa el trabajo con un presupuesto del estudio y de ejecución de la instalación, así como, con planos descriptivos correspondiente.

Palabras Clave: redes inteligentes smart grids electricidad baja tensión metodología implementación subred

RESUM

En el present Treball Final de Màster es desenvolupa una metodologia per a la implementació de xarxes intel·ligents en entorns urbans. Aquesta metodologia se sustenta en una revisió de l'estat actual del camp de coneixement de les "smart grids", com a part del que es coneix com a ciutats intel·ligents. La metodologia proposada estableix uns criteris de selecció de la xarxa elèctrica, per a seleccionar aquella a la que realitzar la implementació de l'arquitectura de les xarxes intel·ligents. Prossegueix amb l'avaluació de les condicions de la xarxa, per determinar les necessitats a cobrir amb sistemes de generació d'energia. Es defineixen també les mesures a adoptar per a la reforma de la xarxa i els agents necessaris per a la implementació i funcionament d'aquesta. La metodologia determina uns criteris de validació segons criteris tècnics, econòmics i mediambientals. En segon lloc, s'estableix un cas d'aplicació en la xarxa urbana del municipi de Massamagrell on s'apliquen els passos descrits en la metodologia. Com a resultat d'aquest cas, s'obté la validació favorable dels aspectes tècnics, econòmics i mediambientals, de manera que la instal·lació dissenyada queda validada. Es completa el treball amb un pressupost de l'estudi i d'execució de la instal·lació, i amb els plànols descriptius.

Paraules clau: xarxes intel·ligents smart grids electricitat baixa tensió metodologia implementació subxarxa.

ABSTRACT

The present Master Final Project develops a methodology for the implementation of smart grids in urban environments. This methodology is based on a current state's review of the "smart grids" field, as part of what is known as smart cities. The proposed methodology begins by establishing some criteria for the selection of the electrical network to choose the one to be used to implement the smart grid's architecture. It continues evaluating the conditions of the grid and with the determination of the needs to cover with power generation system. The measures to be adopted for the reform of the network and the agents necessary for its implementation and operation are also defined. The methodology ends by establishing validation criteria according to technical, economic and environmental standards. Secondly, a case of application is established in the urban grid of the municipality of Massamagrell where the steps described in the methodology are applied. As a result of this case, favorable validation of the technical, economic and environmental aspects are obtained, and the designed installation is validated. This paper is completed with a budget of the study and the execution of the installation and with descriptive plans of this.

Keywords: smart grids electricity low voltage methodology implementation subgrid.

ÍNDICE

ÍNDICE DE CONTENIDOS

MEMORIA	15
1. INTRODUCCIÓN al trabajo	17
1.1. OBJETIVO Y FINALIDAD.	17
1.2. ANTECEDENTES	17
1.3. MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN.	17
1.4. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO.	18
2. ESTADO DEL ARTE	19
2.1. INTRODUCCIÓN	19
2.2. REVISIÓN DEL PANORAMA ELÉCTRICO.	19
2.3. DISEÑO CONCEPTUAL DE UNA RED INTELIGENTE APLICADO A UNA RED SUBUBANA.	20
2.3.1. Red inteligente.	20
2.3.2. Agentes del sistema.	21
2.3.3. Gestión de la energía.	27
2.3.4. Detalle de las relaciones de comunicación.	32
2.4. CONCLUSIÓN .	35
3. METODOLOGÍA DE APLICACIÓN DE LA ARQUITECTURA DE LA RED INTELIGENTE A ENTORNOS URBANOS	37
3.1. INTRODUCCIÓN A LA METODOLOGÍA.	37
3.2. ESTUDIO SELECCIÓN DEL ÁREA DE ACTUACIÓN.	38
3.3. ANÁLISIS DEL HORIZONTE DE PREVISIÓN.	38
3.4. MÉTODO DE CÁLCULO DE PERFILES DE CONSUMO.	40
3.4.1. Medición directa en los centros de transformación de distribución.	40
3.4.2. Mediante curvas de consumo existentes.	41
3.4.3. Estadísticas y patrones de comportamiento.	41
3.4.4. Bibliografía existente.	42
3.4.5. Tratamiento estadístico de los datos.	42
3.5. MÉTODO DE EVALUACIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.	43
3.5.1. Determinación del estado actual de la generación eléctrica.	43
3.5.2. Evaluación de la generación de energía necesaria.	43
3.6. ESTUDIO DE NECESIDADES DEL SISTEMA.	49
3.6.1.1. Estado de las instalaciones.	51
3.6.1.2. Relaciones de comunicación.	51
3.6.1.3. Gestión de la energía	54
3.7. TÉCNICA DE DETERMINACIÓN DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA.	54
3.8. TÉCNICA DE DETERMINACIÓN DEL CÓMPUTO MEDIOAMBIENTAL.	56
3.9. CONCLUSIÓN.	58

4. CASO DE APLICACIÓN: SUBRED ELÉCTRICA URBANA EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE MASSAMAGRELL.	59
4.1. INTRODUCCIÓN	59
4.2. DEFINICIÓN DEL ÁREA DE ACTUACIÓN.	59
4.3. GENERACIÓN DE ESCENARIOS.	60
4.4. MODELADO DEL CONJUNTO DEL CONSUMO ELÉCTRICO.	60
4.5. MODELADO DEL CONJUNTO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.	64
4.5.1. Instalaciones generadoras existentes	64
4.5.2. Instalaciones generadoras de energía a implantar.	65
4.6. DETERMINACIÓN DE LAS NECESIDADES.	71
4.6.1. Modernización de las instalaciones.	71
En consecuencia, se lista los aspectos que se justificarán y valorarán en detalle individualmente:	72
4.6.2. Detalle de las relaciones de los agentes.	74
4.7. VIABILIDAD ECONÓMICA.	76
4.8. CÓMPUTO MEDIOAMBIENTAL.	78
4.9. CONCLUSIÓN.	79
5. CONCLUSIÓN	80
5.1. SÍNTESIS DEL TRABAJO.	80
5.2. FUTURAS VÍAS DE ESTUDIO.	81
6. BIBLIOGRAFÍA	83
<i>PRESUPUESTO</i>	89
PRESUPUESTO	91
NECESIDAD DEL PRESUPUESTO	91
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN	93
Cuadro de precios descompuestos.	93
Cuadro de mediciones.	99
Resumen de las partidas.	103
Presupuesto final	105
PRESUPUESTO DEL ESTUDIO	107
<i>PLANOS</i>	109
PLANOS	111
PLANO 1. SITUACIÓN INSTALACIÓN DE RED INTELIGENTE	111
PLANO 2. SISTEMA ELÉCTRICO TRADICIONAL, INSTALACIÓN EXISTENTE (1/2)	113
PLANO 3. SISTEMA ELÉCTRICO TRADICIONAL, INSTALACIÓN EXISTENTE (2/2)	115
PLANO 4. SISTEMA ELÉCTRICO RED INTELIGENTE (1/2)	117
PLANO 5. SISTEMA ELÉCTRICO RED INTELIGENTE (2/2)	119
PLANO 6. PROPUESTA UBICACIÓN PLANTA DE BIOMASA	121

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1. Relaciones de los consumidores en la red inteligente.</i>	22
<i>Ilustración 2. Relaciones de los generadores en la red inteligente.</i>	22
<i>Ilustración 3. Relaciones de las VPP en la red inteligente.</i>	23
<i>Ilustración 4. Distribución de agregadores en Europa.</i>	24
<i>Ilustración 5. Relaciones de los agregadores en la red inteligente</i>	24
<i>Ilustración 6. Curva de demanda y consumo de energía eléctrica, [26]</i>	30
<i>Ilustración 7. Estrategias de gestión del consumo, [24]</i>	31
<i>Ilustración 8. Diagrama general de la metodología</i>	37
<i>Ilustración 9. Leyenda bloques definidos en la metodología</i>	37
<i>Ilustración 10. Paso 1. Definición de escenarios</i>	39
<i>Ilustración 11. Paso 2. Modelado de la carga de demanda y su respuesta</i>	44
<i>Ilustración 12. Características eléctricas de las placas fotovoltaicas [34]</i>	45
<i>Ilustración 13. Dependencia en función de la temperatura [34]</i>	45
<i>Ilustración 14. Entorno del PGVIS</i>	46
<i>Ilustración 15. Definición solar geométrica</i>	47
<i>Ilustración 16. Paso 3. Definición de las necesidades del sistema</i>	50
<i>Ilustración 17. Ejemplo de esquema general de comunicaciones en una red inteligente</i>	52
<i>Ilustración 18. Paso 4. Validación económica</i>	55
<i>Ilustración 19. Paso 5. Validación medioambiental</i>	57
<i>Ilustración 20. Ubicación del municipio donde se realiza el estudio</i>	59
<i>Ilustración 21. Introducción de datos en PGVIS</i>	65
<i>Ilustración 22. Resultados de la simulación del PGVIS</i>	66
<i>Ilustración 23. Resultado PGVIS – Producción de energía por mes</i>	66
<i>Ilustración 24. Resultado PGVIS – Irradiación de energía por mes</i>	66
<i>Ilustración 25. Resultado PGVIS – Horizonte de la trayectoria del sol, máxima y mínima</i>	66
<i>Ilustración 26. Conjunto de relaciones en la red inteligente en diseño</i>	75

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Síntesis de estándares de las redes inteligentes</i>	34
<i>Tabla 2. Parámetros geométricos solares</i>	47
<i>Tabla 3. Funciones entre agentes de la red inteligente</i>	53
<i>Tabla 4. Escenarios de simulación</i>	60
<i>Tabla 5. Resultados del análisis estadístico</i>	61
<i>Tabla 6. Instalaciones eléctricas generadoras de electricidad en Massamagrell</i>	64
<i>Tabla 7. Medición instalaciones en centros de transformación</i>	72
<i>Tabla 8. Medición instalaciones de líneas de MT</i>	73
<i>Tabla 9. Medición instalaciones de líneas de BT</i>	73
<i>Tabla 10. Medición de instalaciones particulares</i>	74
<i>Tabla 11. Costes anuales de operación</i>	76
<i>Tabla 12. Factura eléctrica establecida</i>	77
<i>Tabla 13. Resultado costes factura eléctrica</i>	77
<i>Tabla 14. Resultado herramientas económicas</i>	77
<i>Tabla 15. Emisiones CO₂ generadas por la red tradicional</i>	78
<i>Tabla 16. Emisiones CO₂ generadas por la red inteligente</i>	78

ÍNDICE DE GRÁFICOS

<i>Gráfico 1. Consumo de energía eléctrica (ktep) en ámbito doméstico en España (2010-2016).....</i>	<i>27</i>
<i>Gráfico 2. Matriculaciones de coches eléctricos puros e híbridos.</i>	<i>29</i>
<i>Gráfico 3. Curva de consumo en invierno.....</i>	<i>61</i>
<i>Gráfico 4. Curva de consumo en primavera.</i>	<i>62</i>
<i>Gráfico 5. Curva de consumo en verano.....</i>	<i>62</i>
<i>Gráfico 6. Curva de consumo en otoño.</i>	<i>63</i>
<i>Gráfico 7. Curva diseño de consumo para verano.....</i>	<i>63</i>
<i>Gráfico 8. Curva diseño de consumo para invierno.....</i>	<i>64</i>
<i>Gráfico 9. Modelo de funcionamiento de la placa fotovoltaica.</i>	<i>67</i>
<i>Gráfico 10. Curvas de irradiación solar para la época de diseño.</i>	<i>67</i>
<i>Gráfico 11. Potencia [W] generada por una placa fotovoltaica de 1 m² en un día de estudio.....</i>	<i>68</i>
<i>Gráfico 12. Evolución de la demanda y el consumo durante el verano.....</i>	<i>69</i>
<i>Gráfico 13. Evolución de la demanda y el consumo durante el invierno.....</i>	<i>70</i>
<i>Gráfico 14. Evolución del estado de carga baterías en verano.</i>	<i>70</i>
<i>Gráfico 15. Evolución del estado de carga baterías en invierno.</i>	<i>71</i>
<i>Gráfico 16. Comparación emisiones CO₂ anuales.....</i>	<i>79</i>

MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN AL TRABAJO

1.1. OBJETIVO Y FINALIDAD.

El actual documento, referente al alumno Rubén Bellón Fernández, se corresponde con el Trabajo Final de Máster de la titulación de Máster Universitario en Ingeniería Industriales, especialidad en Instalaciones y construcciones industriales. El objetivo es la realización de un documento que tiene como finalidad completar la titulación que se cursa, acreditando así todas las competencias que otorga dicho título.

El objeto del presente trabajo es la creación de una metodología para implantar la arquitectura de las redes inteligentes en zonas urbanas y demostrar su aplicación a un caso real de una población y validar dicha instalación mediante una serie de criterios técnicos, económicos y medioambientales.

1.2. ANTECEDENTES

Las redes inteligentes se encuentran dentro una de las características de lo que se define como ciudad inteligente. Las ciudades inteligentes se basan en las tecnologías de la comunicación para implementar seis pilares básicos: gobierno inteligente, gente inteligente, medio ambiente inteligente, economía inteligente, movilidad inteligente y vida inteligente [1].

En el ámbito internacional existen diversas ciudades que se suman a intentar transformar su modelo de ciudad y entidades que premian este comportamiento. Ejemplo de ello, pueden ser la ciudad de Chicago en E.E.U.U. y Johannesburgo en Sudáfrica.

En el panorama nacional, existe una conciencia por adoptar este modelo de ciudad en diversos ayuntamientos. La Red Española de Ciudades Inteligentes (RECI) es una asociación de territorios locales que tienen como objetivo promover la gestión automática y eficiente de las infraestructuras y los servicios urbanos a través de las tecnologías de la información y comunicación. RECI se encuentra conformada por 81 ciudades que suponen el 40 % del total de la población española, de entre las cuales, se destaca por su cercanía al caso de aplicación las ciudades de Valencia y Torrent.

Respecto al objeto del proyecto, no se han encontrado metodologías específicas de aplicación de redes inteligentes en redes suburbanas. En [2] se muestra la metodología para implementar una red inteligente a nivel nacional, en la que se comienza por zonas piloto.

1.3. MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN.

Actualmente el planeta se encuentra con un crecimiento de población que se estima que aumente en 2.000.000.000 de personas hasta el año 2050 y en que la mayor parte de la población se concentrará en ciudades [3], siendo los recursos disponibles limitados, existe una necesidad de evolucionar a un nuevo modelo de ciudad inteligente que sea capaz de satisfacer

las necesidades que se presentan realizando un mejor aprovechamiento de los recursos disponibles.

Las redes inteligentes es una de las medidas que ofrecen una solución al sistema eléctrico tradicional capaz de compaginar crecimiento económico y sostenibilidad medioambiental a través de las tecnologías de la comunicación, para dar solución a la problemática presentada.

Por otro lado, esta metodología sirve como vía para reformar el estado eléctrico de las ciudades. Dicho sistema eléctrico de distribución se implantó en muchos casos hace décadas lo que implica que está llegando al final de su vida útil. Además, las líneas se encuentran constituidas por materiales obsoletos, peligrosos para las personas (con partes con tensión expuestas al aire) y con rendimientos de funcionamiento bajos, inferiores a los que ofrece la tecnología actual.

La implementación de este tipo de arquitectura es factible reformando pequeños núcleos urbanos de modo que se formen pequeñas microrredes inteligentes. A medida que el número de microrredes aumente y la comunicación entre estos sistemas se consolide a través de los agentes que intervienen, el sistema eléctrico evolucionará hasta adoptar por completo el sistema de red inteligente, con una compleja red de comunicación [4].

Otro motivo de querer implementar una red inteligente puede ser la urbanización de una nueva zona de un municipio y prever la infraestructura y las condiciones apropiadas para ello. La metodología que se presenta puede que no se ajuste perfectamente a este caso, sin embargo, puede servir de base o guía, dando una orientación general.

1.4. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO.

El presente trabajo consta de los documentos de *MEMORIA*, *PRESUPUESTO* y *PLANOS*. Los documentos se estructuran en capítulos.

En el primer documento *MEMORIA*, su primer capítulo que se muestra es el *Estado del Arte*, dónde se realiza una rápida revisión a la actualidad de las redes inteligentes y su repercusión a la metodología que se pretende crear.

A continuación, se presenta el capítulo referente a la *Metodología de aplicación de la arquitectura de la red inteligente a entornos urbanos*, en el cual se describe la metodología creada para la implementación de la arquitectura de las redes inteligentes en zonas urbanas, como el propio nombre del capítulo indica. El capítulo de *Caso de aplicación: subred eléctrica urbana en el término municipal de Massamagrell*, se describe un ejemplo de aplicación de la metodología descrita en el capítulo anterior. En el último capítulo, *Conclusión*, se realizará un balance del trabajo, analizando la viabilidad de la metodología, y se indicarán futuras vías de investigación. El documento finaliza mostrando la *Bibliografía* referente a las fuentes de información mostradas en el documento y *Anexos* de interés.

El siguiente documento *PRESUPUESTO*, realiza una medición económica del coste de ejecución de la obra descrita en el documento *MEMORIA* y de realización de proyecto.

Por último, el documento de *PLANOS* muestra planos de ejecución donde se visualiza las medidas adoptadas en el documento *MEMORIA*.

2. ESTADO DEL ARTE

2.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se realizará una revisión al campo relacionado de las redes inteligentes, dónde se evaluará el sistema eléctrico tradicional y se diseñará conceptualmente los aspectos más importantes de las redes inteligentes.

2.2. REVISIÓN DEL PANORAMA ELÉCTRICO.

El objetivo del sistema eléctrico es abastecer de energía eléctrica a los consumidores que así lo requieran asegurando unas condiciones de seguridad y calidad del suministro a unos costes razonables [2].

En el sistema eléctrico se ha desarrollado influenciado de factores económicos, políticos y geográficos que hacen de cada servicio público relacionado con el sistema eléctrico único, aunque se adopten tecnologías similares en distintas partes del mundo [4]. Asimismo, en el sistema eléctrico contribuyen diversos agentes: generadores, transportistas, distribuidores, consumidores, operadores, comercializadores, etc.

El actual sistema eléctrico se basa en la generación de energía eléctrica en puntos concretos llamados centrales de energía eléctrica. Estas centrales se basan en energías convencionales (agua, petróleo, carbón o gas) y no convencionales (nuclear, solar, eólica, etc) para producir electricidad. Se eleva la tensión de la electricidad en centrales elevadoras de tensión para introducirla en la red de transporte (220 kV, categoría especial [5]), con el fin de minimizar las pérdidas por efecto Joule en el transporte de esta. Una vez la energía llega a la zona de consumo, se disminuye la tensión (entre 220 kV y 66 kV primera categoría, y entre 66 kV y 30 kV, segunda categoría [6]) en subestaciones para introducir la energía en la red de distribución. Los consumidores industriales se alimentan en media tensión (20 kV, tercera categoría) conectándose directamente a esta red de distribución. Las empresas distribuidoras disminuyen la aún más la tensión (0,4 kV, tercera categoría [6]), para suministrar mediante las redes de baja tensión energía eléctrica a los consumidores particulares.

Este sistema de transporte de energía eléctrica facilita la gestión de la producción de energía dado que los generadores se encuentran concentrados, pero se incurre en una pérdida de energía eléctrica dado que usualmente la ubicación de las centrales de producción no se sitúa cerca de los núcleos de consumo.

2.3. DISEÑO CONCEPTUAL DE UNA RED INTELIGENTE APLICADO A UNA RED SUBUBANA.

2.3.1. Red inteligente.

Las redes inteligentes pueden ser consideradas como un moderno sistema de infraestructura de red eléctrica que persigue la eficiencia y la fiabilidad a través del control automático, convertidores de potencia, nueva infraestructura de comunicación, sensado y medición, así como, nuevas técnicas de gestión de la energía basadas en la optimización de la demanda, la energía y la accesibilidad a la red [7]. Por ello, las redes inteligentes no abarcan solamente la modernización de los equipos e infraestructura, sino, que engloba un nuevo sistema eléctrico que sea capaz de abastecer las necesidades del siglo XXI.

[4] realiza una comparativa matizando distintas diferencias entre el sistema eléctrico actual y las redes inteligentes, de dónde se puede extraer:

- El uso de componentes electromecánicos en el sistema eléctrico tradicional frente al uso de componentes digitales de las redes inteligentes. La evolución de la tecnología permite la modernización de los equipos, que en la era digital estarán gobernados mediante autómatas digitales, controladores, etc.
- El sentido unidireccional de la comunicación del sistema tradicional frente al bidireccional de las redes inteligentes. En la red tradicional los operadores de red son los que poseen la información y la previsión de la demanda que se va a realizar en el futuro inmediato y lejano. En las redes inteligentes con la monitorización de los consumos individuales, cada consumidor puede saber qué cantidad de energía eléctrica está gastando y en qué momento del día. Por lo que, puede adaptar algunos consumos a horas del día en que el precio de la electricidad es más bajo.
- Generación centralizada frente a la generación distribuida. En el sistema tradicional la generación de energía eléctrica se concentra en centrales de producción de energía. Por otro lado, las redes inteligentes permiten la posibilidad de que usuarios particulares puedan convertirse en pequeños productores de energía eléctrica, facilitando así el uso de las energías renovables.
- El sistema eléctrico tradicional se ha estructurado de forma jerárquica dado el sistema de producción centralizado de energía eléctrica. La energía se produce en puntos concretos de donde se transporta al resto del territorio, a la par que se distribuye a los usuarios que requieren de electricidad. La generación distribuida de las redes inteligentes convierte la red eléctrica en una malla en la que el sentido de la red no es unidireccional y jerarquizado, sino que la energía fluye en distintas direcciones según la generación y la demanda del momento.
- Los pocos sensores que son usados en la red tradicional frente a los muchos sensores que son necesarios en las redes inteligentes, para poder monitorizar las señales. Por ello, la red tradicional es ciega frente a la red inteligente que es capaz de auto-monitorizarse.
- La red tradicional requiere de la acción manual para operar en la red, mientras que la red inteligente es capaz de auto-maniobrarse.

- En caso de fallo eléctrico la red tradicional tiende a producir apagones y corte de suministro en las líneas. Las redes inteligentes permiten aislar el fallo y adaptar el flujo de la energía eléctrica para mantener constante el suministro.
- La red tradicional requiere de revisión manual de las líneas. Gracias a los equipos digitales, las redes inteligentes pueden realizar test remotos para saber el estado de la línea.
- Dada los pocos equipos de maniobra de las líneas en el sistema eléctrico tradicional, el control y la maniobra de las líneas es limitado, en cambio, en las redes inteligentes, la existencia de autómatas y controladores permiten la maniobra generalizada sobre las líneas.

La evolución hasta implementar las redes inteligentes pasa por acomodar el sistema eléctrico actual de forma progresiva. Por consiguiente, en el proceso de evolución deberán coexistir ambos sistemas. La implementación de las redes inteligentes se puede llevar a cabo mediante micro redes inteligentes, es decir, pequeños núcleos independientes (la red de distribución de un centro de transformación o subestación, un núcleo urbano, etcétera) dónde la arquitectura de las redes inteligentes está consolidada. De este modo, a medida que se sustituye el sistema actual por micro redes inteligentes, se añaden las interconexiones de comunicación e infraestructura que concluye con el sistema eléctrico de las redes inteligentes.

2.3.2. Agentes del sistema.

El sistema eléctrico se compone de diversos agentes que participan en el proceso desde que se genera la energía eléctrica en las centrales de producción hasta su consumo en hogares domésticos, comercios, industrias, etc. Estos agentes realizan una función y se relacionan con otros agentes en función de las necesidades de cada uno. En los siguientes apartados se describirán cada uno según su actual función y la que desempeñarían en una red inteligente.

2.3.2.1. Consumidores.

Los consumidores son las personas físicas o jurídicas que adquieren la energía eléctrica para su propio consumo [5]. Dentro de los consumidores, una parte importante son los consumos domésticos. Estos constituyen la unidad básica de consumo eléctrico, por tanto, la reducción del consumo de electricidad por casa reducirá el consumo eléctrico de la sociedad en conjunto [8].

En función de la potencia que solicitan, los distintos consumidores se conectan a los distintos niveles de tensión del sistema, por ello se tienen:

- Consumidores de poca potencia eléctrica. Conectados a 400 V, las distribuidoras de electricidad recomiendan la conexión trifásica a partir de 15 kW. Con potencias menores la conexión puede realizarse en bifásica.
- Consumidores de gran potencia. Se conectarán a la red de media tensión (20 kV) para suministrarse de energía eléctrica. Los consumos mayores a 100 kW en suelo urbano se alimentarán a través de un centro de transformación propio [9].

Otro papel que pueden ejercer los consumidores es el de producir electricidad para su autoconsumo, generalmente, mediante energías renovables como fotovoltaica o eólica,

pudiendo gestionar su excedente de energía mediante el volcado a la red (venta) o con almacenamiento propio. De este modo, los consumidores adoptan un papel activo en el sistema eléctrico, dejando de ser agentes pasivos primordialmente.

En la red inteligente, los consumidores adoptan un papel activo en el consumo de electricidad, en la Ilustración 1, se representa las relaciones de los consumidores con los elementos de la red inteligente.

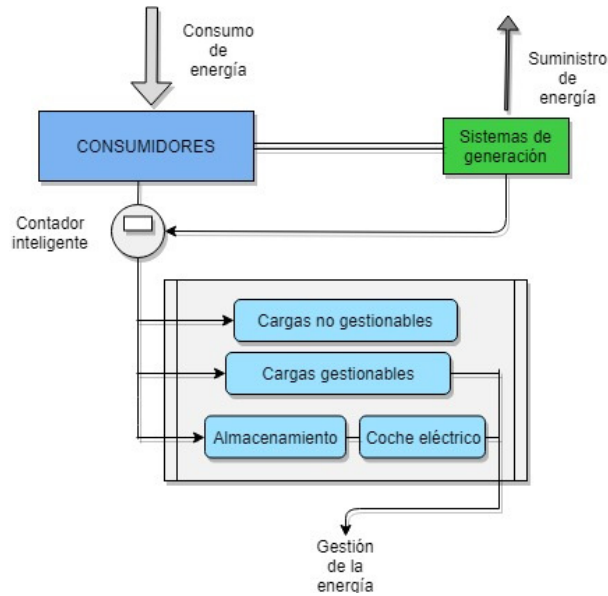


Ilustración 1. Relaciones de los consumidores en la red inteligente.

Las empresas distribuidoras de electricidad, las plantas de generación virtuales o comercializadoras se encargan de administrar y gestionar el suministro eléctrico de los consumidores.

2.3.2.2. Generadores.

Los generadores son productores de energía eléctrica, que son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las instalaciones de producción [5]. En la Ilustración 2 se muestra la relación de los generadores tradicionales con los demás componentes de una red inteligente.

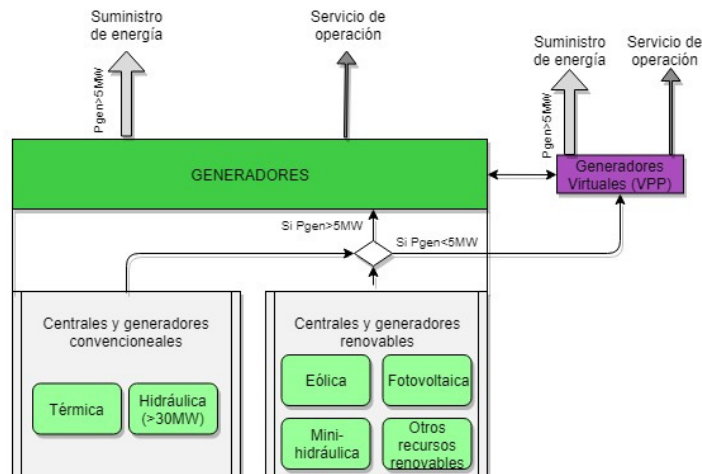


Ilustración 2. Relaciones de los generadores en la red inteligente.

2.3.2.3. *Plantas Virtuales de Generación (VPP).*

Las VPP es una combinación de unidades generadoras dispersas, cargas controlables y sistemas de almacenamiento de energía (ESS), participando en el mercado energético como una planta energética independiente con el propósito de comerciar su energía eléctrica minimizando los costes [10]. De este modo, las VPP pueden unir los puntos de microgeneración de energía eléctrica de forma que se trabaje como una central tradicional de generación de energía eléctrica. La generación de energía eléctrica se puede conseguir a través de la red eléctrica, solar fotovoltaica, pequeña eólica, generadores con combustibles fósiles, baterías, plantas de biomasa o plantas convencionales. Las ventajas de las VPP son un menor coste para de producción energía, se incrementa la flexibilidad de los usuarios y de la gestión de las redes eléctricas, permiten integrar con mayor eficiencia las energías renovables en las ciudades traduciéndose en una menor emisión de CO₂ a la atmosfera y se disminuyen las pérdidas de energía en el transporte de esta al situarse la generación cerca del consumo.

En la Ilustración 3, se observan las relaciones de las VPP con el resto de los componentes de la red inteligente.

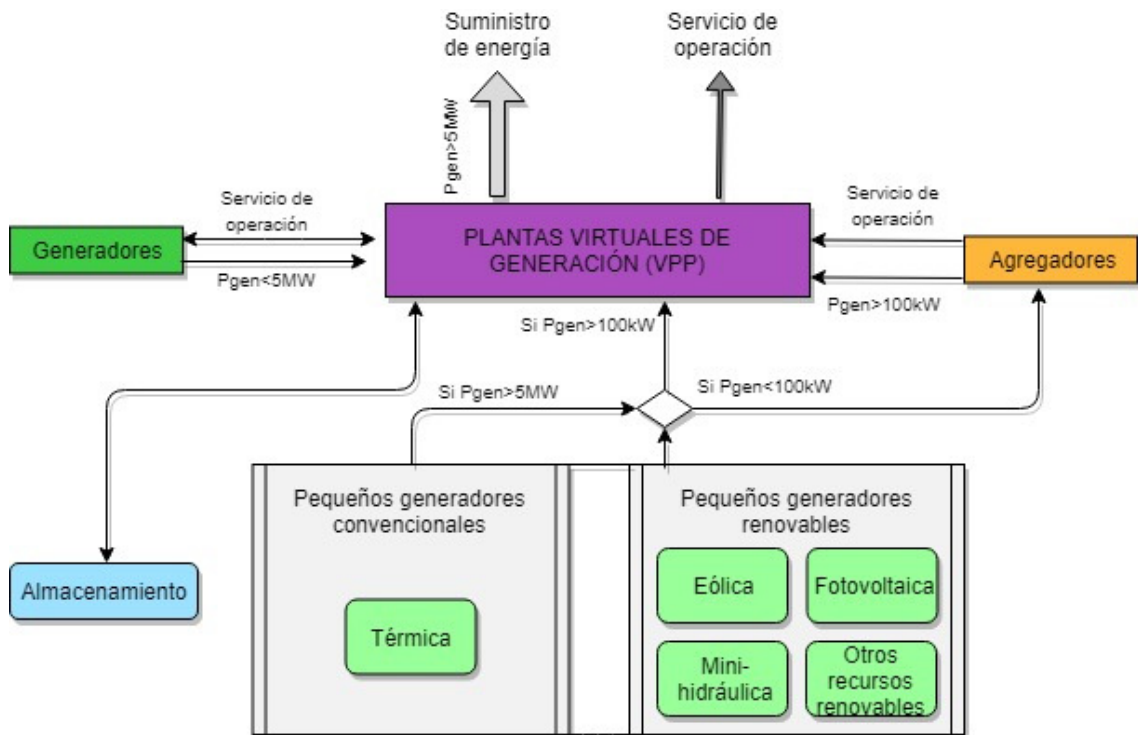


Ilustración 3. Relaciones de las VPP en la red inteligente.

2.3.2.4. *Agregadores.*

Los agregadores son agentes intermediarios entre los pequeños y medianos consumidores y el sistema eléctrico, que se encargan de gestionar la demanda construyendo paquetes de demanda que ofertan a los gestores de la red o agentes interesados. De esta forma, el agregador actuará sobre parte de los consumos de sus clientes, por ejemplo, controlando el sistema de iluminación o climatización durante unos minutos. Con este modelo los consumidores pasan de ser agentes pasivos a agentes activos en el sistema eléctrico.

[11] introduce la figura del agregador. En Europa, la figura del agregador está presente en Francia y Reino Unido y está desarrollándose en el resto de la zona euro. Tanto en España como en Italia no se está desarrollando esta figura (Smart Energy Demand Coalition). En la Ilustración 4, se observa la distribución de los agradores a lo largo de la Unión Europea.

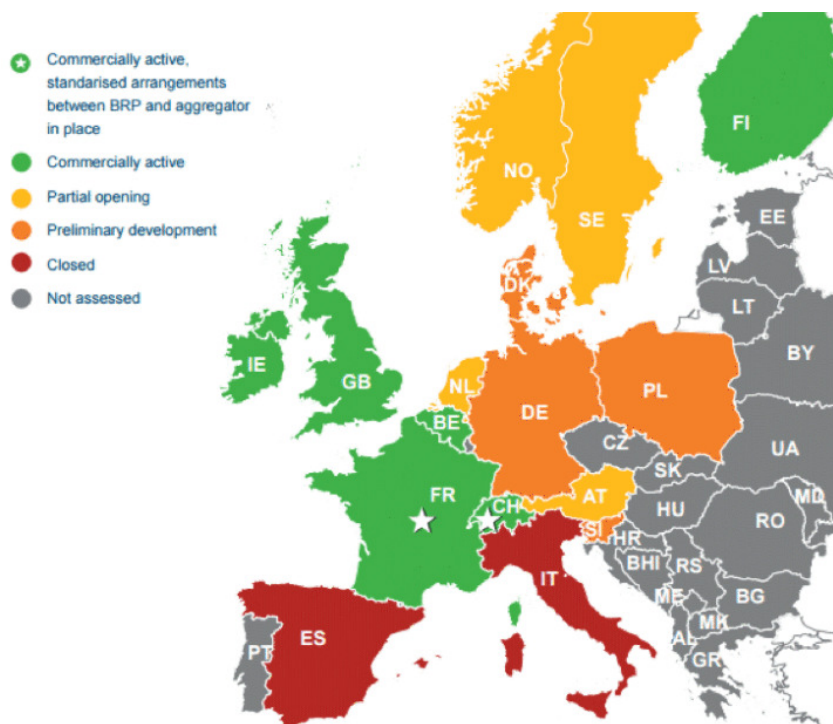


Ilustración 4. Distribución de agregadores en Europa.

En España, REE llevó a cabo el proyecto AGREGA sobre gestión de la demanda eléctrica de las pymes industriales del País Vasco. En este programa piloto participaron cuatro fábricas pertenecientes a grandes grupos industriales, en los que se les dotó de sistemas de medición y comunicación para integrar sus consumos en el Centro de Control de la Demanda (CECODE) de forma agregada y disponer al sistema eléctrico parte de esta cuando la situación lo requiera [12]. Esta iniciativa ha comprobado la viabilidad y necesidad de esta figura que todavía no está regulada en España.

En la Ilustración 5, se observa las relaciones del agregador con los demás componentes de la red inteligente.

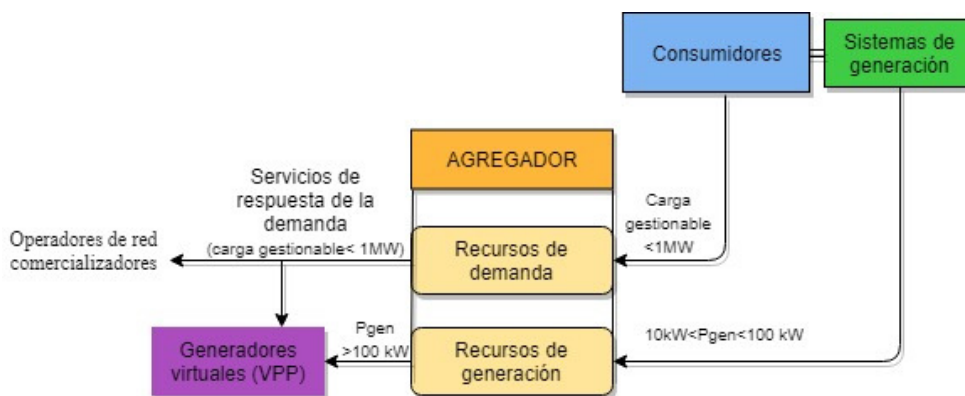


Ilustración 5. Relaciones de los agregadores en la red inteligente

2.3.2.5. *Transportista.*

El transportista se encarga del desarrollo y ampliación de la red de transporte del sistema eléctrico, siendo el propietario de esta infraestructura (líneas eléctricas, transformadores, subestaciones, equipos, etcétera). El transportista en el ámbito competente español es aquella sociedad mercantil que tiene la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte [5].

La remuneración del transportista se realiza mediante la aplicación de unas tasas o impuestos debido al uso que se efectúa de su infraestructura. Esta tasa se aplica al precio final que paga el consumidor y que luego se retribuye al transportista.

Desde el punto de vista económico es más rentable el modelo de monopolio natural en actividades económicas que requieren de un elevado coste en infraestructura, como es la red de transporte eléctrica. Para que no se produzca un abuso sobre los usuarios, la actividad se encuentra fuertemente regulada por el estado.

Red Eléctrica de España es el transportista y propietario de las redes de transporte en el estado español. La organización de la empresa se transformó en 2008, adoptando el modelo holding.

2.3.2.6. *Distribuidor.*

Los distribuidores se encargan del desarrollo y ampliación de la red de distribución del sistema eléctrico, siendo los propietarios de esta infraestructura (líneas eléctricas, transformadores, subestaciones, equipos, etcétera). Los distribuidores, en el ámbito competente español, son aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo [5].

Del mismo modo que el transportista, la remuneración de los distribuidores se realiza mediante la aplicación de unas tasas o impuestos debido al uso que se efectúa de su infraestructura. Esta tasa se aplica al precio final que paga el consumidor y que luego se retribuye al distribuidor. Por otro lado, también deberían funcionar como monopolio natural debido al coste de la infraestructura, estando fuertemente reglado por el estado para que no se produzcan abusos sobre los consumidores finales.

En España las empresas distribuidoras más importantes son Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa y E. ON, a las cuales se les ha asignado una zona geográfica dónde desarrollan su actividad económica.

2.3.2.7. *Operador del sistema de transporte.*

El operador del sistema de transporte u operador de sistema es una sociedad mercantil que se encarga de actuar como gestor de la red de transporte garantizando la cobertura de energía eléctrica a corto y medio plazo con las características de calidad que debe cumplir la red eléctrica. El operador del sistema debe permanecer neutral en la compra y venta de energía y se remunerará sus servicios a partir de una tasa que se le aplicará al consumidor final en función de la potencia contratada [5].

2.3.2.8. Operador del sistema de distribución

El operador del sistema de distribución u operador de mercado es una sociedad mercantil que se encarga de actuar como gestor de las ofertas de compra y venta de electricidad en la red de distribución. El operador de mercado debe ser una sociedad mercantil independiente de la producción o consumo de energía, siendo su remuneración aplicada a través de una tasa de los usuarios finales [5].

2.3.2.9. Comercializador.

Los comercializadores, que son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional [5].

Los comercializadores de energía eléctrica se encargan de comprar paquetes de energía eléctrica en el mercado mayorista con los que abastecerán la demanda de sus clientes. Utilizan las redes de distribución para hacer llegar la energía a los consumidores pagando una tasa al distribuidor. Estas empresas deben poseer suficiente capital para la compra de dichos paquetes, los cuales se llevarán a cabo mediante contratos con los generadores (reales o virtuales).

Los consumidores finales son libres de elegir el comercializador que mejor se adapte a sus necesidades. Además, se puede llegar a pactar las condiciones del contrato entre ambas partes como descuentos, tarifas o cláusulas de permanencia.

La CNMC lista casi 500 comercializadores de Energía Eléctrica en el territorio español nuevo, existentes o que se han dado de baja desde el anterior informe [13].

2.3.2.10. Gestor de las transacciones.

El gestor de las transacciones del mercado mayorista es una entidad que tiene como función disponer de las herramientas necesarias para la ejecución de las transacciones de compra y venta de energía entre los distintos agentes.

En España el mercado mayorista de electricidad es conjunto al mercado portugués, conformando el Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica denominado MIBEL. En este mercado actúan los operadores de mercado de España (OMIE) y Portugal (OMIP), que conjuntamente forma OMICLEAR.

Existen distintas formas de acceder al mercado eléctrico. Por un lado, se tiene el mercado diario. A este nivel los precios de la electricidad se fijan desde las 12:00 horas hasta las 12:00 del día siguiente casando la oferta y demanda de energía hora a hora. Para realizar esta casación se usa el algoritmo aprobado por todos los mercados europeos (EUPHEMIA). Los resultados del mercado diario se remiten al Operador del Sistema para su validación, dando así robustez a la solución adoptada, los cuales sufren pocas variaciones del orden del 5% [14].

El precio de la electricidad en ambos países permanece semejante la mayoría del tiempo. Esta situación se mantiene siempre y cuando las redes de interconexión entre los países no saturan. En el momento en el que estas redes llegan al máximo de lo que pueden transportar el

algoritmo EUPHEMIA separa el mercado eléctrico de España y Portugal y los independiza de modo que se producen variaciones en el precio de la electricidad entre las dos naciones.

Otro modo de acceder al mercado mayoritario es en el mercado intradiario donde se determina el precio de la electricidad en basándose en la casación del mercado diario. El precio y el volumen de la electricidad se fija unas horas antes del tiempo real en seis sesiones distintas a lo largo del día.

2.3.3. Gestión de la energía.

En el siguiente apartado se repasarán los aspectos que conciernen a la demanda de electricidad y cómo afecta en las redes inteligentes. Por consiguiente, se revisarán las características de diseño de las cargas más influyentes en las redes inteligentes, concretamente a las cargas en baja tensión (cargas uso doméstico residencial y vehículos eléctricos). Además, se revisarán las opciones disponibles para gestionar estos elementos.

2.3.3.1. Consumo doméstico.

La vivienda es la unidad básica de consumo eléctrico y donde comienza la implementación de la ideología de las redes inteligentes.

En España se consumió un total de 69.647.501,21 MWh (5988.6 ktep) de energía eléctrica en 2016 [15]. Este valor de consumo sigue la tendencia que se ha registrado en los años anteriores (2010-2015), [16]. A continuación, se muestra graficada la evolución de los datos mencionados.

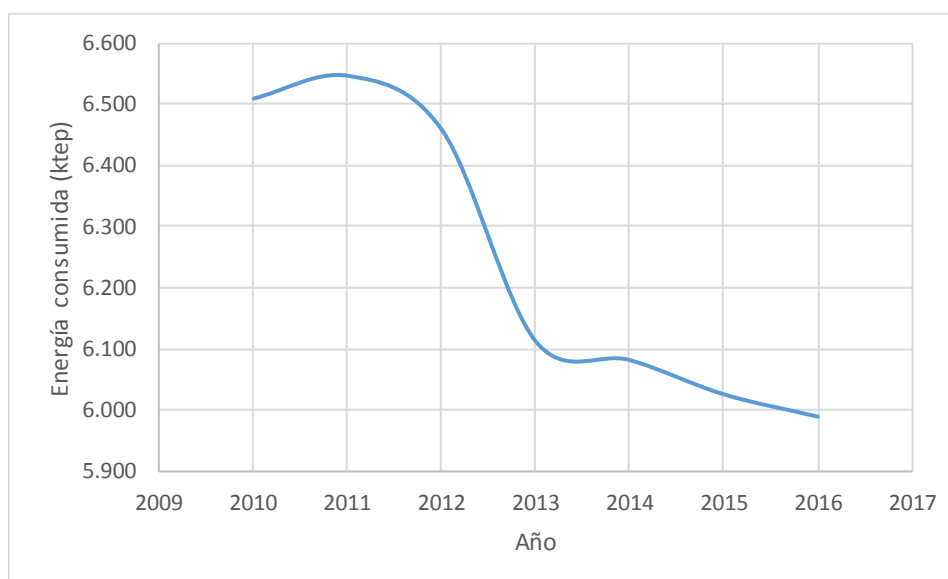


Gráfico 1. Consumo de energía eléctrica (ktep) en ámbito doméstico en España (2010-2016).

El consumo eléctrico medio anual por vivienda en España se sitúa en 3.487 kWh (0,3 ktep). La mayor parte de la electricidad la consumen los electrodomésticos (55,2%). El resto de los servicios poseen menor peso: iluminación (11,7%) cocina (9,3%), ACS (7,5%), calefacción (7,4%), refrigeración (2,3%) y equipos en espera (6,6%), [17].

L.F. Cabeza & cols, muestra en su estudio las tendencias de inserción de distintos electrodomésticos en distintos países, entre los cuales se estudia el caso de España durante un período de 10 años (2000-2010) [18]. En este estudio diferencia entre: bienes blancos, los necesarios para cubrir las necesidades básicas (lavadoras, frigoríficos, secadoras, etcétera); bienes marrones, aparatos electrónicos para ocio (ordenadores, smartphones, televisión, etc.); y pequeños electrodomésticos, que no cubren necesidades básicas, pero ayudan a la ejecución de labores (planchas, batidoras, máquinas de café, etc.).

Los resultados del caso español se ordenan según esta clasificación:

- Bienes blancos. Prácticamente la totalidad de los hogares poseen frigoríficos y lavadoras. Existe un crecimiento notable de lavaplatos y otro menor de congeladores. Por último, las secadoras de ropa se encuentran presentes entorno al 10% de los hogares.
- Bienes marrones. Prácticamente la totalidad de los hogares poseen televisión y teléfono móvil. Existe un gran crecimiento de los ordenadores portátiles. Decae el uso del teléfono fijo, radio y grabadoras de video. Dada la cronología no se contempla el uso de smartphones o tablets.
- Pequeños electrodomésticos. No se poseen datos relativo a este grupo.

2.3.3.2. Vehículos eléctricos.

El futuro agotamiento de los combustibles fósiles, así como los problemas ambientales asociados a su uso extensivo, son factores que están impulsando la compra de vehículos eléctricos [19]. Los vehículos eléctricos son ecológicos, altamente eficientes y silenciosos en comparación con los vehículos tradicionales. Además, se pueden usar como almacenamiento para integrar la producción de electricidad de fuentes de energía renovables [20]

En 2017, España recibió una cantidad de 13.021 matriculaciones de vehículos eléctricos, entre eléctricos puros e híbridos enchufables, frente a las 6.180 de 2016. Además, durante los tres primeros meses de 2018, se han matriculado tantos coches eléctricos como en los primeros meses de 2017, sumando un acumulado de 3.558 eléctricos puros y de 1.019 híbridos enchufables [21]. Por consiguiente, se constata la tendencia de crecimiento de los vehículos eléctricos, a pesar de las barreras existentes como, la autonomía de las baterías para realizar trayectos largos o la cantidad de puntos de carga existentes. Los valores mencionados se pueden visualizar en el siguiente Gráfico 2.

En cuanto a la tipología de sistemas de carga de los vehículos eléctricos, estos se pueden dividir en tres categorías en función de la velocidad de carga [22]:

- Carga lenta. Utiliza una sola fase de corriente alterna para cargar el vehículo. Son necesarias entre 6 y 8 horas para cargar un coche eléctrico convencional y de 2 a 3 horas para cargar una moto.
- Carga rápida. Usa una o las tres fases de corriente alterna hasta 63 A. Los coches eléctricos tardan entre 1 o 2 horas en cargarse, mientras que las motos no soportan este sistema de carga.
- Recarga rápida. Utiliza directamente la corriente a 500 V entre 50 y 550 A, cargando el vehículo entre 5 y 30 minutos.

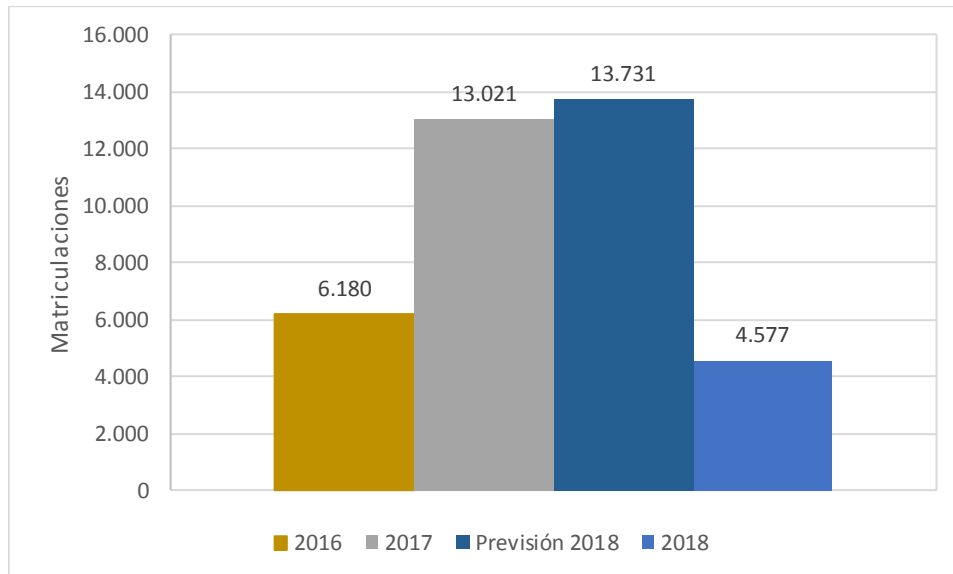


Gráfico 2. Matriculaciones de coches eléctricos puros e híbridos.

En España, se establecen cuatro esquemas de modos de carga para los vehículos eléctricos, [23]:

- Modo de carga 1. Mediante tomas de carga normalizadas que no superen los 16 A de intensidad con tensiones asignadas no superiores a 250 V en corriente alterna monofásica o 480 V en corriente alterna trifásica.
- Modo de carga 2. Mediante tomas de carga normalizadas que no superen los 32 A de intensidad con tensiones asignadas no superiores a 250 V en corriente alterna monofásica o 480 V en corriente alterna trifásica.
- Modo de carga 3. Conexión directa del vehículo a la red de alimentación mediante un SAVE (Sistema de alimentación específico de vehículo eléctrico).
- Modo de carga 4. Conexión indirecta del vehículo a la red de alimentación mediante un SAVE que incorpora un cargador externo.

2.3.3.3. Gestión de la energía en las redes inteligentes.

La implantación de las redes inteligentes permite la adaptación de las energías renovables de forma que no sea necesario agruparlas en plantas de producción, sino que pueden implantarse en hogares individuales.

El actual sistema eléctrico posee un sistema de gestión avanzado de la energía eléctrica que se transporta. Sin embargo, no ocurre lo mismo en la gestión de la energía en el sistema de distribución. Se atiende únicamente a mantener un suministro regular de electricidad a los consumidores con las características de calidad que marca la norma.

Las redes inteligentes poseen distintas estrategias para la gestión de la energía eléctrica, [24]:

- Gestión de la demanda.
- Generación Distribuida (DG, Distributed Generation).

Gestión de la demanda

La gestión del consumo de energía eléctrica se basa en el uso eficiente de la energía eléctrica que se dispone. Se dispone de distintas estrategias por parte de los servicios públicos que se basan en modificar la curva de consumo típica, como en la que se puede observar en la Ilustración. Se distinguen las estrategias que se enumeran a continuación [25] y se muestran en la Ilustración 7.

- Recorte del pico (*Peak clipping*). Se basa en disminuir los consumos en las horas de máxima demanda mediante un control directo sobre las cargas. Esto ayuda a reducir el coste de operación y la dependencia de los combustibles fósiles para la regulación de la demanda.
- Relleno del valle (*Valley Filling*). Se basa en disponer consumos de energía eléctrica en horas valle dónde el consumo es mínimo. Esta estrategia se puede conseguir disponiendo nuevas calderas eléctricas que funcionen durante estas horas.
- Cambiar cargas (*Load Shifting*). Se basa en cambiar la hora en la que se realizan algunos consumos eléctricos y disponerlos en horas dónde la demanda sea menor. Por ejemplo, programar aquellos electrodomésticos para que funcionen durante la noche, lavadoras o lavavajillas.
- Conservación estratégica (*Strategic Conservation*). Es el cambio de forma de la curva de consumo debido a un mejor rendimiento de las cargas que se disponen. Por ejemplo, un mejor aislamiento en los hogares provoca un menor consumo en climatización.
- Crecimiento de cargas estratégico (*Strategic Load Growth*). Es el cambio de la forma de la curva de consumo que persigue un crecimiento de la curva de consumo distribuido, por ejemplo, el desarrollo de los coches eléctricos con recarga nocturna.
- Forma flexible de carga (*Flexible Load Shape*). Se entiende como un concepto de fiabilidad, en la que la forma de la curva no se tenga en cuenta cuando los usuarios presentan distintos modelos de consumo en función de incentivos que pueden aprovechar. De este modo, se puede ajustar la curva de consumo a través de los usuarios.

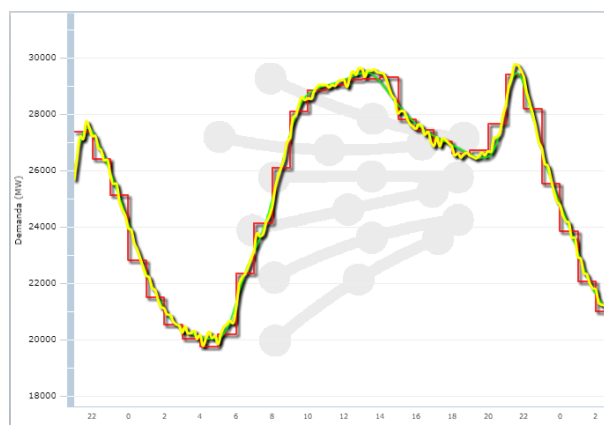


Ilustración 6. Curva de demanda y consumo de energía eléctrica, [26]

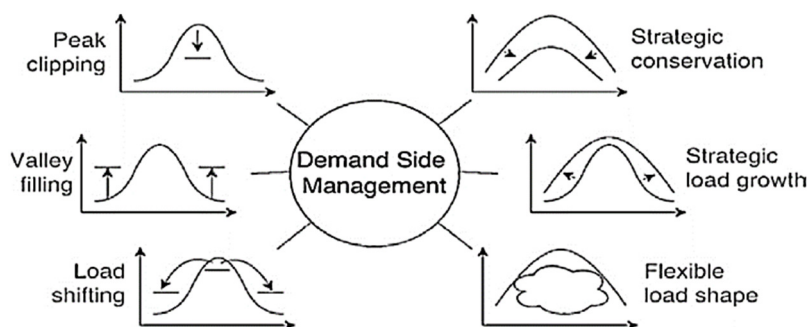


Ilustración 7. Estrategias de gestión del consumo, [24]

En el sistema eléctrico tradicional, los consumidores no tienen un papel activo importante. En función de cómo responden a las tarifas eléctricas, se tienen tres tipos de consumidores: algunos disminuyen el consumo eléctrico en horas pico, otros cambian ese consumo a horas donde el precio de la energía es menor y los últimos, no cambian su patrón de consumo.

En las redes inteligentes el consumidor pasa a adoptar un papel activo en el consumo de energía, gracias a los contadores inteligentes que informan sobre el consumo eléctrico a tiempo real. Esta información permite al usuario a gestionar ciertos consumos para ajustarse a su tarifa eléctrica con el fin de abaratarla.

Una de las ventajas de las redes inteligentes es que facilitan la inserción de sistemas de generación de energía a nivel doméstico. Este hecho, convertirá a los usuarios en agentes que poseerán la capacidad de generar energía para su propio consumo o para venderla en la red. A esta agente, evolución del usuario de energía eléctrica, se la denomina *Prosumer*. [27] define esta figura como consumidores que también producen y comparten excedentes de energía con la red y otros usuarios, realizando su importancia en la gestión de la energía en las horas de máximo consumo. [28] valora su influencia en la gestión de la energía con vehículos eléctricos y sin ellos en las redes inteligentes en el ámbito español.

Por último, existen programas de respuesta de la demanda, basados en incentivos o en precio. Los primeros, permiten al servicio eléctrico controlar los consumos durante las horas picos o interrumpir o reducir el suministro en caso de falta, a cambio de incentivos. Los segundos, se basan en modificar la actitud de los consumidores en función del precio de la electricidad que se les cobra, poseyendo así el total control del consumo que realizan.

Generación Distribuida.

Como se ha mencionado anteriormente, las redes inteligentes facilitarán la aparición del *Prosumer*, lo que conlleva que se produzca un cambio en la generación y el transporte de la energía eléctrica. En lugar de concentrarse los puntos de generación, cada usuario pasaría a ser generador y poder verter energía a la red de distribución, convirtiéndose en un sistema de generación eléctrica distribuido.

Las tecnologías de la comunicación y el telemando adquieren una gran importancia en el control de las líneas de distribución, dado que será necesario conocer el estado de las líneas en tiempo real. Esta información será gestionada por un sistema de control que actuará sobre actuadores en el sistema para garantizar los niveles de seguridad y suministro de energía eléctrica, siendo capaz de realizar maniobras en la red de distribución. Por ejemplo, en

momentos de poco consumo y mucha generación, si la línea se encuentra saturada, podría ser capaz de desconectar a un usuario generador, por motivos de seguridad.

[29] realiza un estudio de la viabilidad energética, económica y medioambiental de un diseño de una red distribuida de placas fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento de energía con baterías (*Photovoltaic, PV, Battery Energy Storage System, BESS*). Los resultados del estudio demuestran que independientemente de la red el sistema PV-EBSS es técnica y económicamente viable y fiable. Además, se demuestra que reduce la contaminación del aire.

[30] aporta una metodología para obtener el diseño óptimo de una red de almacenamiento distribuido (*Distributed Storage System, DSS*) en las redes inteligentes contemplando la inclusión de fuentes de renovables.

[31] revisa la integración de los vehículos eléctricos en las redes inteligentes, el cual define como el internet de la energía dado que se espera que la red sea más descentralizada y desagregada. También amplía la bidireccionalidad de la energía especificando el sentido desde el coche a la red (*Vehicle to Grid, V2G*), es decir, la capacidad de aportar energía a la red a partir de la energía almacenada en los coches eléctricos. El artículo concluye con la espera de un alto incremento del esquema que define gracias al avance de las tecnologías en las baterías de los coches eléctricos, subsidios y esquemas de carga.

2.3.4. Detalle de las relaciones de comunicación.

Para la implementación de las redes inteligentes es necesario una infraestructura de comunicaciones para conectar todos los equipos y los agentes que participan. En la literatura a este concepto se le denomina AMI (*Advance Metering Infrastructure*), siendo una red de comunicación en dos sentidos e integra modernos sensores [32].

En el siguiente apartado se describirán los aspectos relacionados con la comunicación en las redes inteligentes, tanto las tecnologías disponibles, los requerimientos del sistema de comunicación, así como los estándares de comunicación disponibles.

2.3.4.1. Sistemas de comunicación.

Dentro de los posibles sistemas de comunicación y tecnologías disponibles, se mencionan algunas cuyas características se adaptan a las necesidades de las redes inteligentes:

- *ZigBee*. Sistema de comunicación inalámbrico con poco consumo, velocidad de transmisión de datos, complejidad y coste de implantación.
- *Red inalámbrica*. Red de comunicación inalámbrica formada por nodos los cuales se pueden conectar y actuar como un router independiente.
- *Red de comunicación telefónica*. Se puede aprovechar la infraestructura existente de las redes de comunicación telefónica, sus repetidores, para conectar los dispositivos de las redes inteligentes.
- *Líneas de potencia (PLC, Powerline Communication)*. Se puede aprovechar las líneas eléctricas como medio para la comunicación entre los elementos.
- *Subscripciones a líneas digitales (DSL, Digital Subscriber Lines)*.

2.3.4.2. *Requerimientos del sistema de comunicación.*

Para garantizar el correcto funcionamiento y la seguridad de los datos de los usuarios de las redes inteligentes, el sistema de comunicación debe poseer unas características de seguridad, robustez, escalabilidad y calidad acorde a la información que transmite.

El sistema de comunicación de las redes inteligentes debe garantizar un nivel de seguridad tal que soporte posibles ciberataques que busquen datos de los usuarios como consumos, facturación u otros datos personales.

Garantizar la fiabilidad de las redes eléctricas se vuelve prioritario a medida que estas envejecen por el paso del tiempo. Dotar de sistema de comunicación entre los agentes de las redes inteligentes y la capacidad de solucionar posibles problemas de suministro de forma telemática es una vía de aumentar la robustez del sistema. Por esto, debe estar disponible y accesible el sistema de comunicación a los agentes que intervienen.

En las redes inteligentes intervienen muchos agentes, sensores inteligentes y fuentes de redes inteligentes. El sistema que se adopte para la conectar todos los dispositivos de comunicación debe garantizar la comunicación entre todos los puntos y, además, permitir la integración de servicios web, con avanzados protocolos de seguridad, como, autoconfiguración del sistema y aspectos de seguridad.

La calidad del servicio (*Quality of Service, QoS*) en la comunicación de las redes inteligentes es un punto clave de sus usuarios. Dado que se transmitirá gran cantidad de datos, se debe disponer de una gran velocidad en la transmisión de estos junto con una baja tasa de errores. Por otro lado, en el campo de las redes inteligentes surgen dos particularidades, cómo se define la *QoS* en este ámbito y cómo aplicarlo a los dispositivos domésticos conectados a la red de comunicación. Para responder a lo primero la literatura señala que es necesario estudiar los mecanismos de los precios de la energía y cómo aplicarlo a un sistema de recompensa de los usuarios de las redes inteligentes. Respecto a lo segundo se debe normalizar las características que se deben garantizar, dado que en las redes inteligentes existen una heterogeneidad en agentes que intervienen y sensado de la red y se debe transmitir gran cantidad de datos.

2.3.4.3. *Estándares de comunicación.*

Los objetivos de definir estándares de comunicación son la interoperabilidad directa entre componentes, conseguir un sistema robusto de seguridad y definir conjuntos compactos de protocolos para intercambio de comunicación. Sin embargo, existiendo una gran cantidad de aplicaciones y sistemas técnicos y tecnológicos disponibles, la falta de estandarización impide que se implante sistemas de comunicación entre los contadores inteligentes, fuentes de energías renovables, avanzadas aplicaciones web.

Tabla 1. Síntesis de estándares de las redes inteligentes.

Nombre	Detalle	Aplicación
IEC61970 y IEC61969	Proporciona un Modelo Común de Información	Sistema de gestión energético
IEC61850	Comunicación entre aparatos de automatización de subestaciones y centros de distribución	Automatización subestación
IEC60780-6	Intercambio de datos entre el centro de control de compañía, la compañía eléctrica, plantas de producción y control regional	Inter-control de comunicación
IEC62351 Partes 1-8	Define ciber seguridad para la comunicación de protocolos	Información sistema de seguridad
IEEE P2030	Guía para la interoperabilidad de la tecnología eléctrica y el sistema de energía eléctrica	Aplicaciones del lado del consumidor
IEEE P1901	Comunicación a alta velocidad	Multimedia doméstica, compañía y aplicaciones de redes inteligentes
ITU-T G.99955 y G.9956	Contiene las especificaciones físicas y especificaciones de conexión	Automatización de la distribución, AMI
OpenADR	Precio dinámico. Respuesta de la demanda	Respuesta al precio y control de carga
BACnet	Sistema de comunicación escalable al lado del consumidor	Construcción de automatización
HomePlug	Tecnología de líneas de energía para conexión aplicaciones inteligentes a HAN	HAN
HomePlug Green PHY	Especificaciones desarrolladas con baja potencia, optimización de coste de las líneas de energía para aplicaciones de redes inteligentes	HAN
U-SNAP	Proporciona diversos protocolos para conectar aparatos HAN a las redes inteligentes	HAN
ISA100.11a	Estándar abierto para conexión inalámbrica	Automatización industrial
SAE J2293	Estándar para la transferencia de energía eléctrica desde la compañía eléctrica al vehículo eléctrico	Equipos de alimentación del VE.
ANSI C12.22	Comunicación de datos en red y transporte de tablas de ANSI C12.19	AMI
ANSI C12.18	Transporte de datos via puertos HAN infrarrojos ópticos	AMI
ANSI C12.19	Modelo de medición flexible de medición y comunicación de datos	AMI
Z-Wave	Solución alternativa a ZigBee, soporta interferencias con 802.11/b/g	HAN
M-Bus	Estándar europeo y proporciona requerimientos para la lectura remota de todo tipo de contadores	AMI
PRIME	Estándar abierto global para interoperabilidad de vendedores	AMI
G3-PLC	Proporciona interoperabilidad, ciber seguridad y robustez	AMI
SAE J2836	Comunicación para plug-in en coches eléctricos (PEV)	Vehículo eléctrico
SAE J2847	Mensajes entre PEV y componentes de la red eléctrica	Vehículo eléctrico

2.4. CONCLUSIÓN .

En el presente estado del arte se ha realizado una revisión del sistema eléctrico actual, que atañe al tema que se está desarrollando en el presente documento. Se ha revisado las características de las redes actuales y nuevas características que presentan las redes inteligentes.

Los agentes que intervienen han sido presentados, dentro de los cuales aparecen agentes existentes que deben evolucionar y adoptar nuevos roles, un ejemplo es el consumidor que pasa a ser *Prosumer*; y han aparecido nuevos agentes que aglutinan capacidades y funciones necesarias para el funcionamiento correcto de las redes inteligentes, como, por ejemplo, las plantas virtuales de generación.

Se ha revisado las principales características que la literatura presenta respecto de las redes inteligentes, en cuanto a gestión de los consumos, generación y almacenamiento.

Por último, se ha realizado la importancia de las tecnologías de la comunicación en las redes inteligentes, dada la cantidad de sensores, sistemas de comunicación y actuadores necesarios, presentando distintas soluciones de comunicación disponible para ejecutar la red.

Por consiguiente, se puede afirmar que quedan definidos los conceptos necesarios para la comprensión de la metodología descrita en el capítulo siguiente capítulo *METODOLOGÍA DE APLICACIÓN DE LA ARQUITECTURA DE LA RED INTELIGENTE A ENTORNOS URBANOS*.

3. METODOLOGÍA DE APLICACIÓN DE LA ARQUITECTURA DE LA RED INTELIGENTE A ENTORNOS URBANOS

3.1. INTRODUCCIÓN A LA METODOLOGÍA.

En el presente capítulo se desarrolla la metodología objeto del presente documento, en la que se describe los pasos a seguir para reformar una red eléctrica tradicional perteneciente a un municipio o a una subred urbana y los agentes a asentar, para que el sistema eléctrico se comporte con las funciones de una red inteligente. El fin de esta metodología no es el diseño de la red inteligente desde cero, pero puede dar unas orientaciones para ello.



Ilustración 8. Diagrama general de la metodología

Ilustración 9. Leyenda bloques definidos en la metodología

La metodología que se describe contempla la definición inicial de la red que se quiere reformar y escenarios a contemplar. Tras conseguir determinar todos los datos necesarios, se procede al modelado de la demanda y la generación a implantar para dar respuesta a esta. Se prosigue con el diseño de la red inteligente, detallando las medidas a implantar en cuanto a reforma en la propia red, las relaciones de los agentes necesarios para el funcionamiento de esta y los sistemas de comunicación a implantar. El alcance de esta metodología no contempla el diseño completo de los sistemas de comunicación necesarios. Sin embargo, sí se definen las relaciones que deben existir entre los agentes para garantizar el flujo de información necesario para el correcto funcionamiento de la red inteligente. Por último, se procederá a realizar una validación técnica, económica y medioambiental de la red.

Se presenta el diagrama de bloques con el que se resume dicha metodología (Ilustración 8), resumiendo así los pasos que más adelante se desarrollan, y la leyenda del significado de cada bloque utilizado (Ilustración 9):

3.2. ESTUDIO SELECCIÓN DEL ÁREA DE ACTUACIÓN.

Dado que la metodología se centra en convertir el sistema eléctrico de un municipio o una subred urbana, en primer lugar, se deberá seleccionar dicha región o municipio objeto del estudio. Los criterios para seleccionar la región o el municipio dependerán de las motivaciones de quién promueva la implementación de este sistema: ayuntamientos, compañía de distribución, compañías particulares, etc. Por otro lado, se enumeran algunos criterios para seleccionar un municipio o región al cual llevar a cabo la transformación:

- Se desea fomentar el uso de generación de energía mediante fuentes renovables.
- Facilitar la inserción de los coches eléctricos y el autoconsumo.
- Se quiere modernizar el sistema eléctrico existente por encontrarse obsoleto o al final de su vida útil.
- Es previsible un importante aumento de la demanda de energía eléctrica que justifica la reforma en el sistema.
- Se urbanizará o reurbanizará una zona en el municipio y se aprovecha la obra para modificar el sistema eléctrico.
- La sociedad ruega el cambio hacia el autoconsumo y poseer mayores competencias en cuanto al uso de su energía eléctrica.

3.3. ANÁLISIS DEL HORIZONTE DE PREVISIÓN.

Uno de los aspectos a considerar para implementar la red inteligente es el aspecto temporal, el horizonte de tiempo que se desea alcanzar con la instalación reformada, es decir, la vida útil para la que se diseña. Esto se puede evaluar mediante la generación de escenarios de simulación, mediante los cuales se puede determinar las necesidades de la red y fraccionar en etapas el alcance final. En el caso de que se estimen escenarios cercanos a la actualidad, la probabilidad de error es menor que si se tratan de considerar escenarios lejanos en el tiempo. Por el contrario, considerar escenarios distantes en el tiempo, tiene la ventaja de establecer las consideraciones pertinentes para dotar del nuevo sistema de la robustez necesaria para absorber las variaciones que se produzcan en el tiempo estimado. También, se puede considerar que, si se estima tiempos de horizonte muy lejanos, la tendencia de la cual se parte en la

estimación varíe dando lugar a sobredimensionamientos o inversiones que no se vean amortizadas en el tiempo.

En la metodología que se pretende describir con sistemas con sistemas urbanos, las instalaciones eléctricas instaladas tienden a ser estables en el tiempo. Actualmente las ciudades tienden a crecer y no es usual que una ciudad desaparezca a no ser que sea por causas externas como desastres naturales extremos (y en casos se tiende a la reconstrucción) o por causas humanas, como guerras.

En España las edificaciones vienen reguladas por el Código Técnico de la Edificación, dónde se define que la vida útil de los edificios sea cómo mínimo 50 años [33]. Otra forma de establecer el horizonte temporal es hacerlos coincidir con los horizontes objetivos de las administraciones. En el caso europeo, se tiene han definido objetivos medioambientales alineados con las redes inteligentes a alcanzar en distintos años 2020, 2030 y 2050.

En Ilustración 10, se muestra el diagrama de flujo de los pasos descritos.

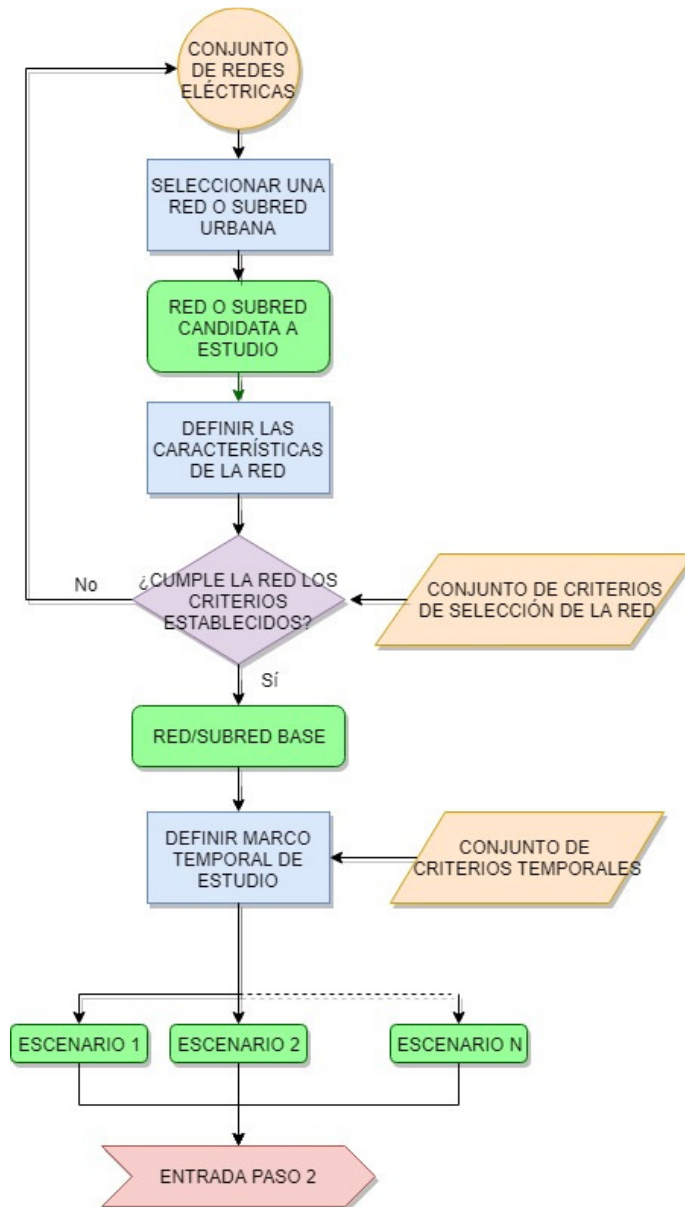


Ilustración 10. Paso 1. Definición de escenarios.

3.4. MÉTODO DE CÁLCULO DE PERFILES DE CONSUMO.

En este apartado se procederá a la descripción de distintas formas de determinar el patrón de consumo de la zona que se desea aplicar la ideología de las redes inteligentes. Es determinante conocer la curva de consumo con una resolución suficiente que permita el estudio de las condiciones de la instalación.

Uno de los factores que afectan a los usuarios de energía eléctrica es la rutina del día a día, por consiguiente, en los días laborales se presenta un patrón de consumo que difiere de los días festivos o fines de semana. Para esta metodología se optará por determinar la curva de consumo a lo largo de una semana en la que se encuentren cinco días laborales y dos días no laborales/festivos correspondientes al fin de semana.

Otro de los factores que afectan al consumo de energía eléctrica es la estación del año que se considere. Las estaciones del año donde las temperaturas son más extremas (cálidas y frías) el consumo de energía es mayor dado que se destina a la climatización de los locales y viviendas. Por esa razón, sería conveniente realizar un estudio del consumo a lo largo del año determinando las condiciones más desfavorables.

Con todo ello, será posible la generación de un listado de posibles actuaciones que desembocará en una toma de decisiones.

Las distintas posibilidades de determinar la curva de consumo que se evalúan en la siguiente metodología se enumeran a continuación y, posteriormente, se desarrollan en mayor profundidad:

- Medición directa en los centros de transformación de distribución.
- Mediante curvas de consumo existentes.
- Estadísticas y patrones de comportamiento.
- Bibliografía existente.

Las distintas maneras que se describirán de adquisición de datos son del tipo exploratorio, transversal y no experimental.

3.4.1. Medición directa en los centros de transformación de distribución.

El primer método que se describe para la determinación de la curva de consumo es la medición directa de la energía que se distribuye en los centros de transformación de la compañía distribuidora que se encuentra en la zona.

Este modo de conseguir el patrón de consumo otorga la curva real en el momento que se mide, sin conocer si la mencionada medición se encuentra afectada por factores externos como el tiempo, eventos excepcionales, días festivos, y demás factores sin determinar. Con el fin de evitar esa incertidumbre y dotar de mayor robustez es conveniente realizar diversas mediciones a lo largo del año asumiendo las condiciones temporales que se han mencionado.

Los centros de transformación constituyen un punto accesible para medir la energía que se consume. Dentro del centro de transformación, con un solo sistema de medición por transformador conectado a la interconexión de baja tensión entre el propio transformador y el cuadro de baja tensión de distribución se puede determinar, según la frecuencia que se decida, el valor del consumo de energía que ese centro de transformación distribuye.

Las líneas de distribución usualmente se encuentran enterradas por motivos de seguridad frente a las personas, por lo acceder a ellas es más complicado. Asimismo, cómo se requeriría de obra civil, por la excavación y levantamiento de pavimento, sería necesario conseguir una serie de permisos y efectuar tramites que retrasarían el comienzo de la actuación.

La medición sobre las líneas de distribución anilladas otorga una medición indirecta siendo necesario un estudio para evaluar el flujo de energía. La medición sobre las líneas que se encuentren ramificadas resulta en la medición directa del flujo de energía. En el caso eléctrico español, la distribución en media tensión es anillada, en comparación con la distribución en baja tensión que es ramificada.

3.4.2. Mediante curvas de consumo existentes.

Otro método de conseguir las curvas de consumo es mediante curvas existentes realizadas por otro agente, bien por la compañía distribuidora, transportista o centros de estadísticas, por ejemplo.

De algún modo, es conveniente que la curva de consumo de la que se parta sea representativa de la región que se pretende reformar.

Si se parte de una curva que representa un conjunto de la población mayor o menor que el municipio o zona del municipio objeto de la reforma, se escalan los datos en función de los habitantes de uno y otro conjunto. De este modo, se consigue una aproximación del comportamiento real del sistema. El tratamiento matemático de este proceso se detalla a continuación:

$$d_i = r \cdot D_i \text{ (MWh)} \quad (1)$$

Donde:

- d_i : Valor de energía eléctrica consumida (MWh) en el instante i de la curva que se pretende obtener.
- r : equivale a la relación de aspecto para escalar la curva inicial. En este caso se puede calcular, por ejemplo, como la relación de habitantes de la zona que se reforma (Hab_a) entre los habitantes que conforman la curva de consumo original (Hab_D).

$$r = \frac{Hab_a}{Hab_D} \quad (2)$$

- D_i : Valor de energía eléctrica (MWh) en el instante i de la curva original, dato del cual se parte.

3.4.3. Estadísticas y patrones de comportamiento.

Otra vía de confirmar la curva de consumo es mediante herramientas estadísticas de adquisición de datos, por ejemplo, cuestionarios, test o escalas. El material estadístico debe de dar como resultado la formación de una curva de consumo representativa del municipio o zona a implementar la red inteligente. Por consiguiente, se debería preguntar por la rutina del consumidor en las distintas estaciones o por los tipos de electrodomésticos que usa. Del mismo modo, se puede preguntar por la tendencia futura de consumo del usuario, con el fin de predecir la tendencia, u otros aspectos relacionados con las redes inteligentes, como es la opinión acerca

de la gestión de la energía que se realiza en este sistema, con el objetivo de estimar la aceptabilidad de las redes inteligentes.

La muestra del estudio estadístico deberá ser suficiente para que represente las necesidades eléctricas del sistema, abarcando distintos tipos de consumidores.

3.4.4. Bibliografía existente.

Por último, se puede disponer de documentación técnica como reglamentos o manuales de instalaciones que describan como estimar el consumo en la zona de estudio. Además, a través de artículos técnicos de páginas web de publicaciones, cómo *ScienceDirect* o *IEEE*, se pueden obtener métodos de determinación de la demanda. Estos métodos de obtención de las curvas de la demanda existente requerirán ser justificados por parte del autor, de modo que se verifique que se ajusta a las necesidades del estudio.

3.4.5. Tratamiento estadístico de los datos.

Una vez adquiridos los datos según la vía que se haya elegido, es necesario realizar un tratamiento estadístico de los mismos, para comprobar que son adecuados para el estudio.

El método que se propone para conformar las curvas de consumo con las que comenzar el diseño de la red inteligente es el siguiente:

- A. Construcción de la curva de consumo semanal representativa para cada mes.
- B. Formación la curva de consumo correspondiente a la estación, mediante la media (3) de las curvas anteriores y el cálculo de la desviación típica (4) para cada mes con relación a la media de la estación, según se muestra:

$$\bar{x}_i = \frac{\sum d_i}{n} \quad (3)$$

Donde:

- \bar{x}_i : es el valor medio de consumo para el instante i.
- n : número de valores para el instante i.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (d_{i_{mes}} - \bar{x}_i)^2}{n}} \quad (4)$$

Donde:

- $d_{i_{mes}}$: es el valor de consumo del mes para el instante i.

Las unidades de los resultados del cálculo de la media y de la desviación típica son las mismas que las unidades de partida del cálculo, es decir, si los valores de partida son en kW, los valores de la media y la desviación típica también serán en kW.

Cabe observar los valores de la desviación típica para cada mes en función de la media de su estación. Porque en el caso de que este valor sea elevado no sería viable la agrupación de los meses en función de la estación y habría que tratarlos de forma distinta, por ejemplo, cada mes por separado.

3.5. MÉTODO DE EVALUACIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.

En el presente apartado de la metodología se describirá cómo determinar la parte de generación de energía eléctrica actual y la necesaria a implantar para establecer la red inteligente. Es necesario conocer si el municipio consta de instalaciones generadoras, con el fin de tenerlas en cuenta en el diseño. Una vez obtenido estos datos, se diseñarán las instalaciones necesarias a implantar en el municipio para suministrar la energía eléctrica a los usuarios de la red.

A continuación, se presenta la parte del diagrama de bloques referente del presente apartado, Ilustración 11.

3.5.1. Determinación del estado actual de la generación eléctrica.

El primer lugar, se han de obtener los datos de las instalaciones eléctricas generadoras de energía eléctrica en el municipio. Al conjunto de estas instalaciones se diseñarán aparte las necesarias para garantizar el suministro eléctrico bajo la arquitectura de las redes inteligentes en el municipio.

Se disponen de distintas vías para la determinación de estas instalaciones, las cuales procederemos a enumerar a continuación:

- Toma de datos a de las instalaciones.
- Bases de datos.
- Registros en las administraciones locales, regionales o estatales.

3.5.2. Evaluación de la generación de energía necesaria.

El siguiente paso, es estimar las instalaciones de generación eléctrica necesarias para dar respuesta a la demanda de energía eléctrica. El objetivo de este apartado es la simulación de producción de electricidad en función del tiempo, con el fin de poder estimar las instalaciones necesarias de generación.

El sistema eléctrico actual basado en la unidireccionalidad del flujo de la energía puede absorber pocos puntos de autoconsumo. Sin embargo, no se encuentra diseñado para que la mayoría de los usuarios opten por este modelo, afectando a la calidad del servicio de la electricidad.

La arquitectura de las redes inteligentes facilita el modelo de autoconsumo de los hogares y de los municipios, permitiendo la bidireccionalidad en las líneas de distribución. Por consiguiente, las pérdidas en el transporte disminuyen al acercar el punto de generación al de consumo. Por otro lado, se fomenta el uso de las energías renovables dado que este autoconsumo puede venir a través de placas fotovoltaicas o pequeños aerogeneradores instalados de forma particular por los usuarios.

3.5.2.1. Generación de energía variable

Para dar respuesta a los cambios en la demanda que se producen a lo largo del día se establece un sistema de generación de energía que se adapte a esa variabilidad. En esta metodología opta por fomentar el uso de las placas fotovoltaicas, por lo que solamente se procederá a explicar la metodología por las siguientes razones:

- Es una instalación que usa como fuente de energía el sol, perteneciendo al grupo de las energías renovables.
- La tecnología referente al uso de este sistema se encuentra plenamente desarrollado y no supone desafíos tecnológicos para su instalación, aparte de las dificultades técnicas que surjan individualmente.
- Las instalaciones de los paneles fotovoltaicos pueden llevarse a cabo a nivel usuario, no siendo necesaria su agrupación a nivel de planta para poder producir energía eléctrica.
- El patrón de generación de energía eléctrica se ajusta a los picos de consumo, pudiendo abastecer la crecida diaria de consumo con energía renovable.

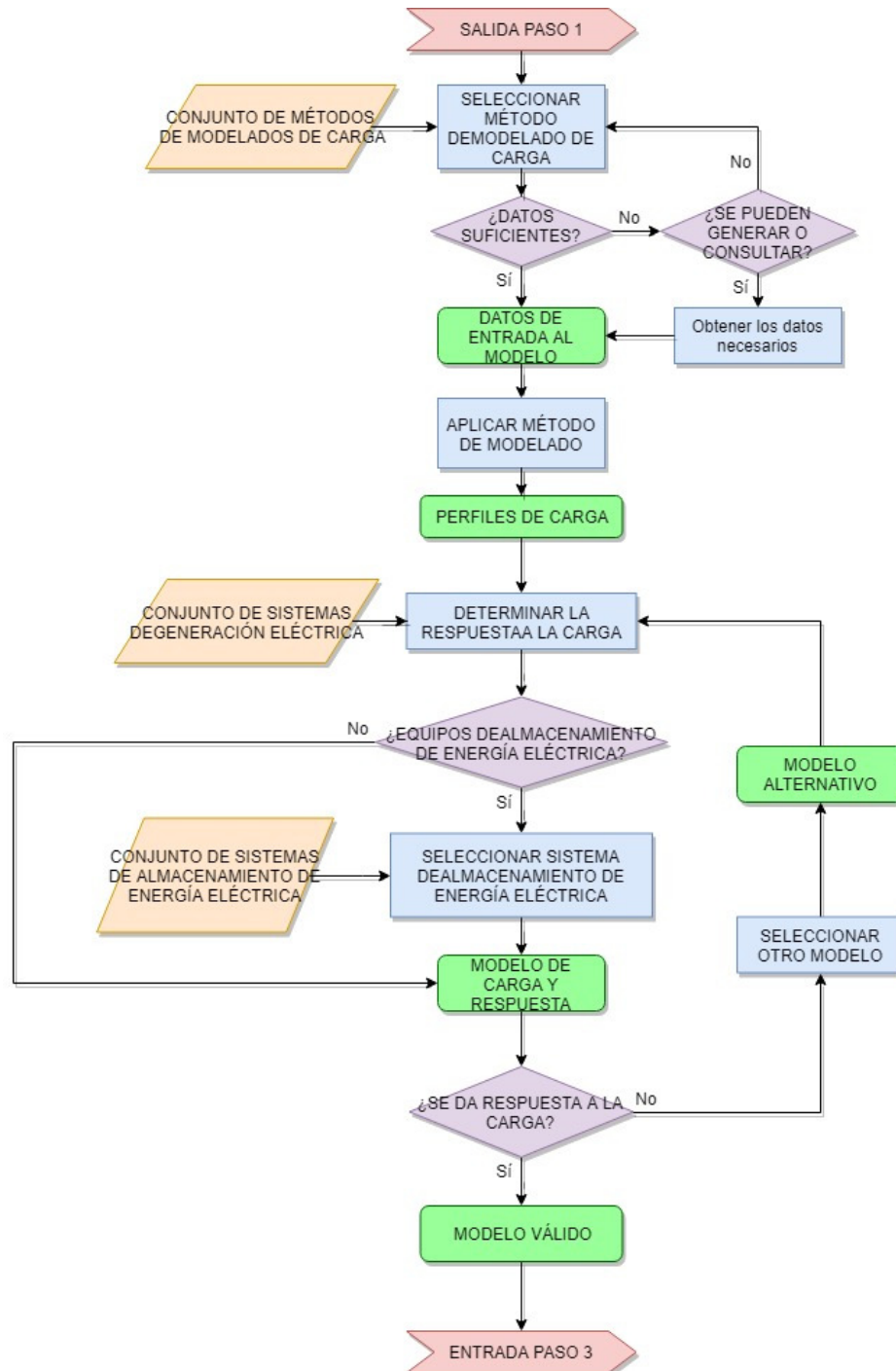


Ilustración 11. Paso 2. Modelado de la carga de demanda y su respuesta.

Las características eléctricas (tensión y corriente eléctrica) de las placas fotovoltaicas se pueden observar en la Ilustración 12. Características eléctricas de las placas fotovoltaicas .. Como se puede comprobar las placas fotovoltaicas suministran corriente eléctrica de forma constante a distintos niveles de voltaje. Sin embargo, a partir de cierto nivel de tensión la placa satura y el nivel de corriente que da disminuye al aumentar la tensión. Por ello, existen un punto MPP, cuyos niveles de tensión (V_{mpp}) y corriente (I_{mpp}), proporcionan el punto de máxima potencia que es capaz de suministrar la placa fotovoltaica.

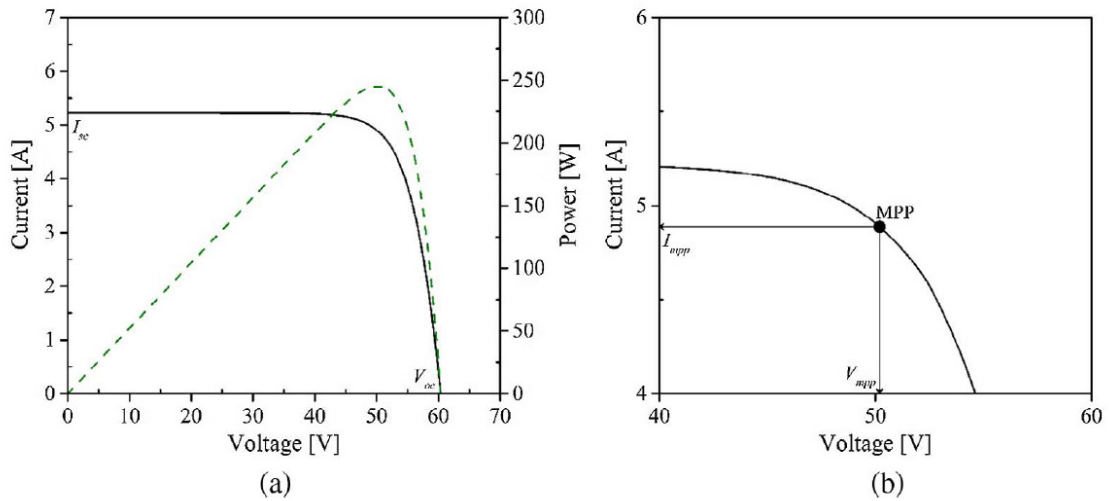


Ilustración 12. Características eléctricas de las placas fotovoltaicas [34].

Por otro lado, las características analizadas se ven afectadas por la temperatura como puede observarse en Ilustración 13. En esta ilustración puede verse como al aumentar la temperatura externa la placa fotovoltaica satura a niveles de tensión menores, traduciéndose en una disminución de la potencia máxima que puede suministrar la placa y desplazando el punto MPP a valores de tensión en sentido decreciente.

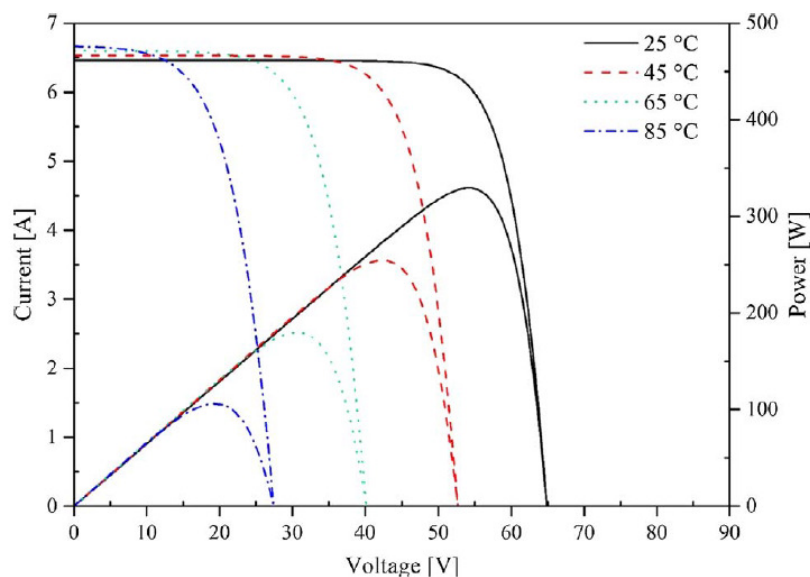


Ilustración 13. Dependencia en función de la temperatura [34].

Para evaluar el comportamiento de la placa fotovoltaica, en cuanto a generación de energía eléctrica en función de la irradiación, en el entorno que se pretende evaluar, la Comisión Europea de ciencia y servicio del conocimiento tiene habilitada una aplicación web que permite evaluar la energía generada por una placa a lo largo de un año, llamada *Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps* (PGVIS). En primer lugar, se ha de introducir los valores correspondientes a la instalación en estudio, indicar en el mapa interactivo la localización y el formato de salida de los resultados.

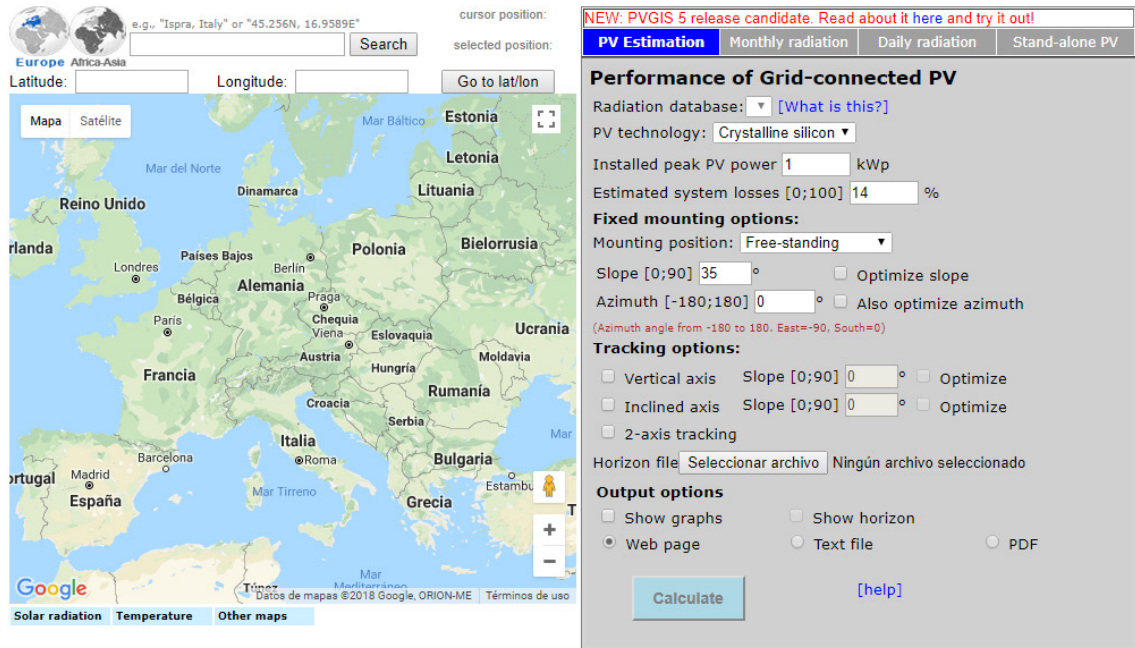


Ilustración 14. Entorno del PGVIS

La aplicación, tras el cálculo, otorga valores de irradiación y generación de energía eléctrica de las placas fotovoltaicas. Se comprueba que las variables de irradiación y generación de energía eléctrica se correlacionan con el modelo más simple posible. Con todo ello, se tiene el modelo con el que se puede simular el comportamiento de las placas fotovoltaicas a lo largo del día, teniendo como dato de entrada la curva de irradiación diaria, cuyo método de obtención se determinará a continuación.

En el apéndice B de [34], se explica el modelo de radiación completo para determinar la irradiación total incidente en una placa fotovoltaica. Partiendo de ese modelo, se procede a simplificarlo y considerar solo la radiación extraterrestre incidente de forma perpendicular en la placa. Para ello, hay que determinar el factor de radiación directa y, posteriormente, aplicarlo al modelo.

Modelo de radiación

A continuación, se detallarán todos los parámetros que intervienen en el modelo geométrico y que quedan nombrados en Tabla 2 y representados en la Ilustración 15.

El ángulo solar azimut viene dado por la expresión:

$$\cos \psi = \frac{\sin \alpha \cdot \sin \phi - \sin \delta}{\cos \alpha \cdot \cos \phi} \quad (5)$$

Tabla 2. Parámetros geométricos solares.

Símbolo	Descripción
Θ_z	Ángulo zenit
ϕ	Latitud
δ	Declinación
ω	Ángulo hora
η	Día del año
β	Inclinación de la placa
ψ	Azimut
Θ_{in}	Ángulo incidencia
Υ	Exterior del ángulo azimut

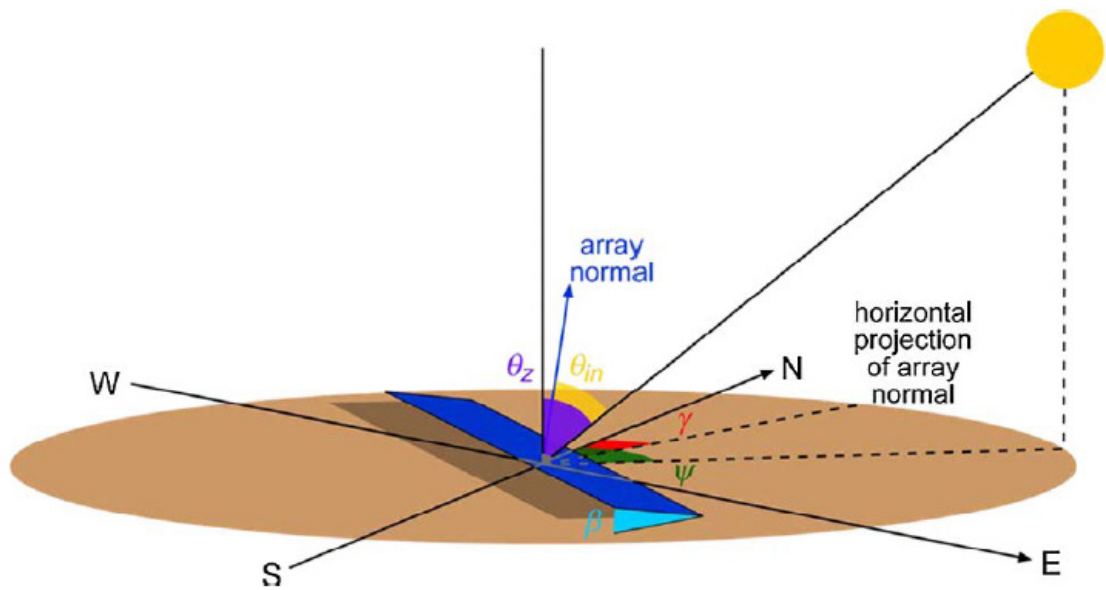


Ilustración 15. Definición solar geométrica.

Donde la altitud solar es:

$$\sin \alpha = \cos \theta_z \quad (6)$$

El ángulo de incidencia viene dado por la expresión:

$$\cos \theta_{in} = \cos \theta_z \cdot \cos \beta + \sin \theta_z \cdot \sin \beta \cdot \cos(\psi - \gamma) \quad (7)$$

Con todo ello, el factor de radiación directa viene dado por la expresión:

$$R_b = \frac{\cos \theta_{in}}{\cos \theta_z} \quad (8)$$

Este factor de radiación forma parte del modelo elaborado por Liu and Jordan en 1963, el cual esta metodología simplifica eliminando los términos de radiación difusa y reflectancia del terreno y sin tener en cuenta el efecto de la masa del aire. En [34] adopta esta misma metodología y sus resultados de cálculo teórico coinciden con las mediciones realizadas.

Por consiguiente, la radiación incidente en la placa fotovoltaica viene dado por la expresión:

$$G_0 = G_{sc} \cdot \left(1 + 0,0033 \cos \frac{360 \cdot \eta}{365} \right) \cdot \cos \theta_z \text{ (W/m}^2\text{)} \quad (9)$$

Donde G_{sc} es una constante solar de valor 1.367 W/m^2 .

3.5.2.2. Generación de energía continua

Para abastecer, el consumo de energía base en las horas valle se puede disponer de una instalación de energía regulable con la que dar suministro eléctrico. Este tipo de instalaciones pueden ser pequeñas centrales de cogeneración, centrales de biomasa, hidráulicas o grandes centrales que puedan compartir varios municipios.

Se ha de puntualizar que una planta de generación de energía eléctrica no podría ubicarse próximo al suelo urbano de viviendas, sin embargo, podría situarse relativamente próximo a los polígonos industriales. Dado que esta instalación se encuentra destinada a abastecer la energía consumida en las horas valle, al situarse cerca de las industrias de consumo continuo durante 24 horas, se reducen aún más las pérdidas en el transporte de electricidad.

También se puede optar por continuar abasteciéndose de energía eléctrica mediante la red de transporte y distribución, del mismo modo que en el sistema tradicional y para corregir desviaciones extraordinarias entre la capacidad de generación de la instalación diseñada y el consumo en el instante.

3.5.3. Casación de la energía y equipos de almacenamiento.

Para finalizar este método de determinación de la generación de energía eléctrica, cabe determinar las potencias a instalar de cada sistema diseñado anteriormente. Por consiguiente, se ha de resolver la superficie de paneles solares a instalar y la potencia nominal de la planta de biomasa.

En primer lugar, para determinar la potencia nominal de la planta de generación continua de energía, cabe observar los valores de potencia absorbida en las horas valles de las curvas de demanda de diseño. De este modo, se cubre el nivel de energía eléctrica fijo absorbido por los consumidores de la red, teniendo en cuenta el posible incremento de consumo de energía eléctrica.

La superficie total de paneles solares a instalar en el municipio se extrae del modelo explicado anteriormente. Fijando una cantidad de paneles solares, se determina la generación de energía producida por los paneles solares. Por consiguiente, se establecerá una superficie de paneles solares suficiente para abastecer la parte de la demanda variable.

En los momentos en que haya excedente de generación de energía, se pueden disponer de baterías para almacenar dicho excedente. Estas baterías pueden venir de instalaciones específicas, o bien, de las incorporadas en los coches eléctricos. Se diseñará un sistema de gestión de las baterías, en función de distintos criterios, para establecer la potencia a instalar necesaria.

3.6. ESTUDIO DE NECESIDADES DEL SISTEMA.

El objetivo de este apartado es definir las actuaciones que se han de realizar en las instalaciones existente, así como, definir los agentes y las funciones que han de desempeñar para que el sistema se comporte de acuerdo con la arquitectura de las redes inteligentes.

Para ello, se debe estudiar las medidas a adoptar en las instalaciones, es decir, las instalaciones existentes se revisará su estado y grado de saturación y se adoptarán medidas para subsanar las deficiencias que se encuentren. Por otro lado, se han de definir las características de las nuevas instalaciones.

Otro aspecto que se precisarán los agentes necesarios para el correcto funcionamiento de la red inteligente. Se definirá la función correspondiente a cada uno, las relaciones de comunicación entre distintos agentes y los equipos y tecnología que han de disponer para ello.

El siguiente diagrama de boques resumen los pasos a seguir en este apartado, observándose en la Ilustración 16.

En los primeros pasos de la metodología se realiza una valoración de la red del escenario base seleccionado. En primer lugar, se estudia el estado actual de las instalaciones eléctricas que componen el sistema, modernizando aquellas que hayan quedado obsoletas por el tiempo y la mejora de la tecnología. Una vez reformado el sistema y teniendo las instalaciones actualizadas, se procede a aplicar las curvas de carga obtenidas en los pasos anteriores de esta metodología. Se observa si existen puntos en los que el sistema se sature por acumulación. En los puntos en los que el sistema satura, se comprueba si es viable realizar un reparto de cargas en la zona o es necesario instalar nuevos equipos y medios para solucionar dicha saturación. Aplicando estos pasos se obtiene la instalación apta para convertirla en una red inteligente.

El siguiente paso es instalar los equipos y los medios de comunicación necesarios en la instalación eléctrica. En el apartado 2.3.4, se han detallado la aplicación en las redes inteligentes de distintas tecnologías de la comunicación.

Uno de los componentes relevantes en la comunicación en las redes inteligentes son los contadores inteligentes. Los contadores inteligentes son aparatos que permiten la medida del suministro eléctrico aplicando la discriminación horaria y la telegestión del consumo. En el caso español, los contadores eléctricos convencionales se deberán sustituir por uno inteligente, en la totalidad de los suministros hasta 15 kW. Según la [35], este cambio se deberá haber llevado a término antes del 31 de diciembre del 2018.

Una vez instalado los sistemas de comunicación, se obtiene la instalación inteligente, la cual habrá que asignar a los distintos agentes que pueden formar una red inteligente. Dichos agentes se detallan en el apartado 2.3.2. y se les otorga un rol dentro de la instalación, que mediante interrelaciones entre los agentes conforman un esquema de comunicación.

De este modo, la red estaría ya diseñada y disponible para realizar una gestión inteligente de la electricidad. Esta gestión partiría del modelado de la carga del sistema y de la respuesta a la misma obtenida de los apartados anteriores y aplicaría los métodos de gestión de la energía descritos en el apartado 2.3.3.

Por consiguiente, la red inteligente al poder realizar las funciones propias de una red inteligente quedaría validada técnicamente. En los puntos posteriores se realizará la validación económica y la medioambiental.

A continuación, se describirá en mayor detalle parte de la metodología asociada al capítulo, dividiéndose como sigue: *Estado de las instalaciones. Relaciones de comunicación. Gestión de la energía.*

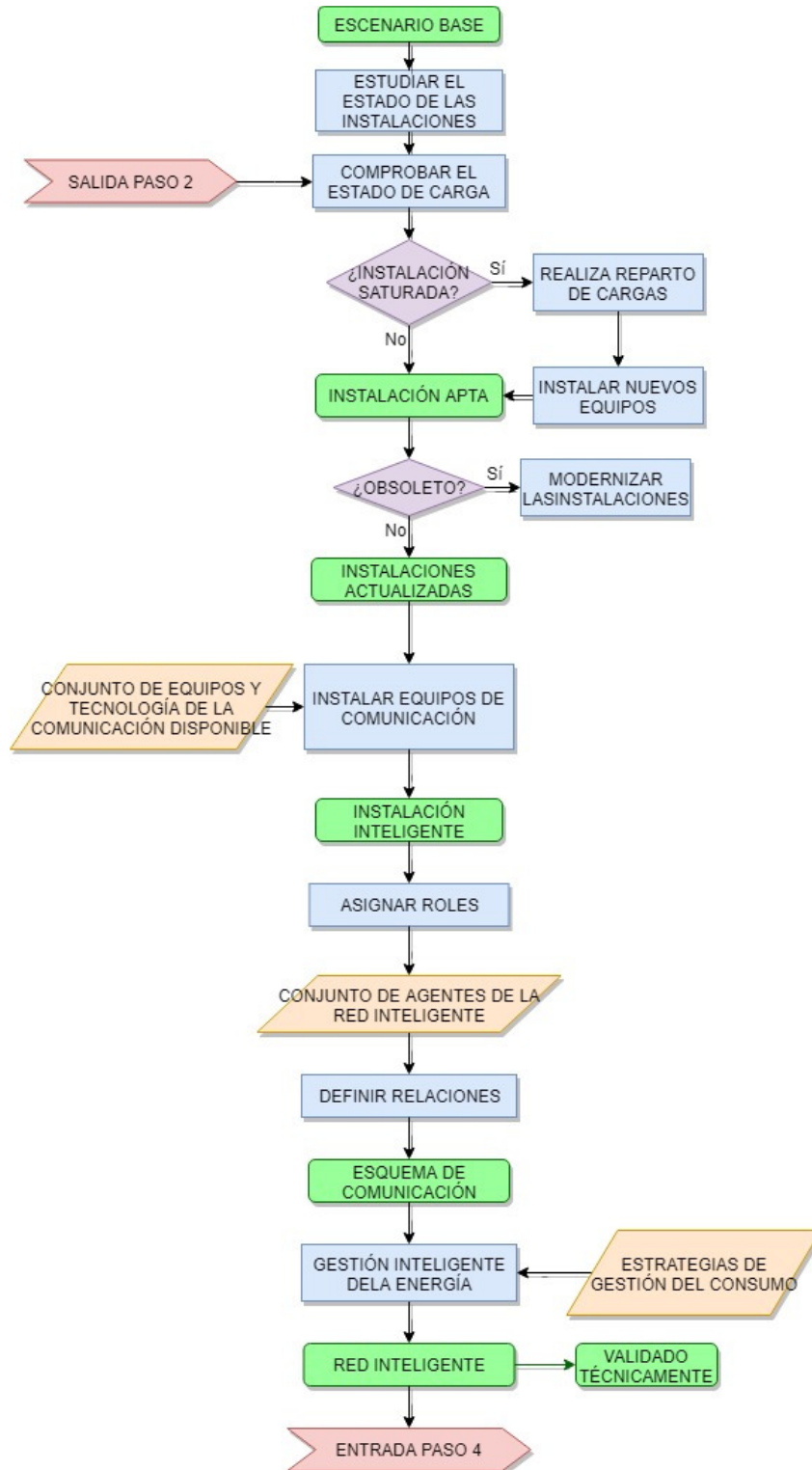


Ilustración 16. Paso 3. Definición de las necesidades del sistema.

3.6.1.1. Estado de las instalaciones.

En primer lugar, se ha de estudiar las instalaciones existentes del escenario base. Se debe recopilar información de las líneas que componen las líneas eléctricas y de los centros de transformación. Obtenido los datos necesarios, se procede a comprobar el grado de saturación de la red según las curvas de carga obtenidas en el modelado.

La arquitectura de las redes inteligentes busca minimizar las pérdidas en el transporte de la red, por consiguiente, el flujo de energía será más elevado en la red de distribución de la red de baja tensión que en la red de media tensión. En consecuencia, la red de media tensión verá reducido el flujo de energía y, por lo general, se encontrará descargada. En aquellos casos, por el motivo que proceda, la red se satura en ciertos puntos, se ampliará la red o se instalarán los equipos necesarios para que la red funcione correctamente.

Los centros de transformación seguirán cumpliendo la función de adaptar el nivel de tensión al voltaje de consumo. Por otro lado, se les otorgará la función de controlar los flujos de energía eléctrica y ser capaces de gestionar la energía de forma teledirigida. De este modo, si una línea de baja tensión se encuentra aportando más energía a la línea de la que está consumiendo, el centro de transformación deberá derivar este exceso de energía a otra línea de baja tensión, almacenarla, verterla a la red de media o, en última instancia, consumirla en resistencias para que no afecte al sistema eléctrico.

Una parte importante de las líneas de distribución del sistema eléctrico se encuentra desgastado debido a la cantidad de tiempo que se encuentra en uso, lo que se traduce en instalaciones en mal estado con equipos obsoletos. Este hecho se acusa en terrenos urbanos que no han recibido medidas de conservación de las instalaciones. Por este motivo, aprovechando la actuación que se puede disponer de medidas para modernizar las instalaciones existentes y mejorar el funcionamiento del sistema. Las medidas que se pueden adoptar son las siguientes:

- Reformar las líneas de baja tensión enterrando conductores aéreos desnudos, sustituyendo el cable de las líneas con averías frecuentes por cable conductor de mayor sección o por un cable renovado.
- Repartir las cargas de los centros de transformación, atendiendo a la potencia disponible en dichos centros, así como, en la proximidad de las cargas.
- Cambiar conductores de las líneas de media tensión que dispongan de cable conductor obsoleto y provoque averías en el sistema.

3.6.1.2. Relaciones de comunicación.

Se realizan los pasos descritos y se obtiene la red eléctrica actualizada y apta para equiparla de los medios necesarios para convertirla en una red inteligente. Esto se consigue, en primera instancia, dotando a la instalación de equipos y tecnología de comunicación. Como se ha mencionado anteriormente, los hogares han de disponer de contadores inteligentes y los centros de transformación de equipos de comunicación de teledirigida, telegestión y teledirigida. Sin embargo, también se ha de disponer de infraestructura para instalar los equipos mediante líneas de comunicación y a los agentes que intervendrán en el sistema.

El alcance de esta metodología no abarca el diseño de los equipos y las líneas de la comunicación, no obstante, se facilitará un esquema general (Ilustración 17) de comunicación

entre los distintos agentes que intervienen en la red y la tecnología que se debe disponer para que se pueda efectuar la función de cada uno.

Para completar la definición de las funciones de cada agente de la red inteligente, se definen las relaciones en la Tabla 3.

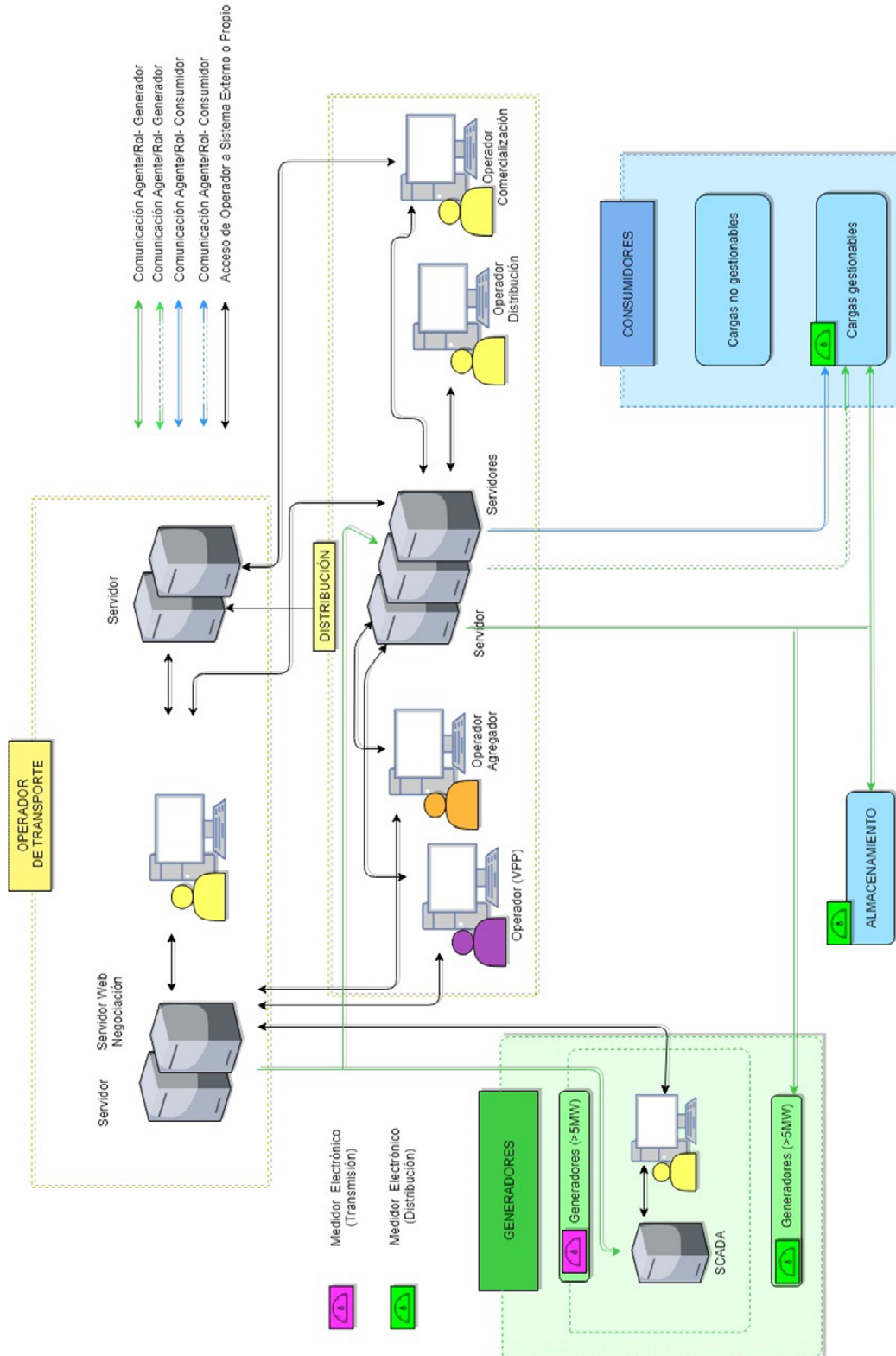


Ilustración 17. Ejemplo de esquema general de comunicaciones en una red inteligente.

Tabla 3. Funciones entre agentes de la red inteligente.

		OFRECE UN SERVICIO					
		GENERADOR	PROSUMER	VPP	AGREGADOR	COMERCIALIZADOR	DISTRIBUIDOR
GENERADOR			No es posible establecer contratos bilaterales debido a la baja potencia contratada de cada consumidor	Ofrece su capacidad de producción.		Paga para abastecerse de energía eléctrica	
PROSUMER		No es posible establecer contratos bilaterales debido a la baja potencia contratada de cada consumidor		Suministra energía eléctrica	Paga al Prosumer	Suministra energía eléctrica	Recibe ingresos por permitir el acceso a la red
VPP		Permite agregar la capacidad de generación de las VPP	Paga por la venta de energía.		Ofrece servicios adicionales	Paga para abastecerse de energía eléctrica	
AGREGADOR			Permite la gestión de su demanda, a través de la flexibilidad de la respuesta a la demanda que posee.	Paga al agregador por servicios complementarios que no sea capaz de cubrir		Paga para optimizar los flujos de energía y desvíos en la red.	Paga al agregador por servicio complementarios
COMERCIALIZADOR			El consumidor paga para abastecerse de energía eléctrica	Suministra energía eléctrica	El agregador optimiza los flujos de energía, para maximizar la diferencia entre lo que compra y lo que de verdad se consume.		
DISTRIBUIDOR			El consumidor paga para tener acceso a la red		Ofrece servicios adicionales		

3.6.1.3. Gestión de la energía

Una vez establecidas todas las instalaciones y diseñado todas las relaciones de comunicación, puede llevarse a cabo las medidas de gestión de la energía eléctrica.

Entre las medidas consideradas en el apartado 2.3.3, se opta por implantar el crecimiento estratégico: generando cargas en el sistema para establecer nuevos consumos en las horas valle. Esto se consigue a través de los coches eléctricos, en los que la carga de estos se establecería en las horas nocturnas donde la demanda eléctrica es menor.

Con los sistemas de telegestión y telemando es posible gestionar consumos para su desconexión, como es el caso de la climatización, la cual se puede desconectar durante un intervalo de tiempo tal que permita bajar la carga del sistema sin afectar al confort de los usuarios. También será posible programar consumos como lavadoras, secadoras o lavavajillas para ubicar estos consumos en horas en que la demanda sea menor. Este tipo de gestión de la energía conllevaría la aprobación de los usuarios a los que habrá que concederles incentivos, como rebajas en la factura eléctrico por gestionar sus consumos y limitar su libertad de consumo.

Otro método disponible para disminuir los picos de consumo en el sistema es la utilización de la energía almacenada en baterías en horas en las que los picos de energía son elevados. Estas baterías pueden venir de instalaciones destinadas a este fin, o bien, de las instaladas en los coches eléctricos.

Estas medidas se encuentran orientadas a conseguir una mayor homogeneidad en el nivel de carga del sistema, evitando las fluctuaciones de carga que se producen, debidas a los patrones de consumo.

3.7. TÉCNICA DE DETERMINACIÓN DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA.

Obtenido la validez técnica de la red inteligente, resta por validar la instalación económicamente como medioambientalmente. En primer lugar, se realiza la viabilidad económica para poder pasar a la última validación.

El proceso que se detallará a continuación se resume en el siguiente diagrama de bloques del proceso, representado en la Ilustración 18.

Obtenido el diseño de la red inteligente resultado de la validez técnica, se prepara un presupuesto del coste de puesta en marcha. En este presupuesto se tendrá en cuenta el coste de reforma de la red de media y baja tensión, además de las reformas que se deban realizar en los centros de transformación. Se valorarán el coste asociado a cambios de conductor, instalación de nuevas máquinas transformadoras, sustitución de celdas de media tensión de corte al aire por nuevas celdas compactas, y más acciones propias del mantenimiento de una red eléctrica tradicional. Esta parte del presupuesto se dividiría en dos partidas: una asociada a la obra civil a realizar y otra destinada a la instalación eléctrica.

Por otro lado, se deberá valorar la instalación de los demás equipos de comunicación a instalar en los centros de transformación y en los lugares de trabajo de los agentes que intervienen y el tendido de las líneas de comunicación físicas o los equipos de comunicación inalámbrico. Esta partida del presupuesto conformaría el coste de convertir la instalación tradicional en una instalación inteligente.

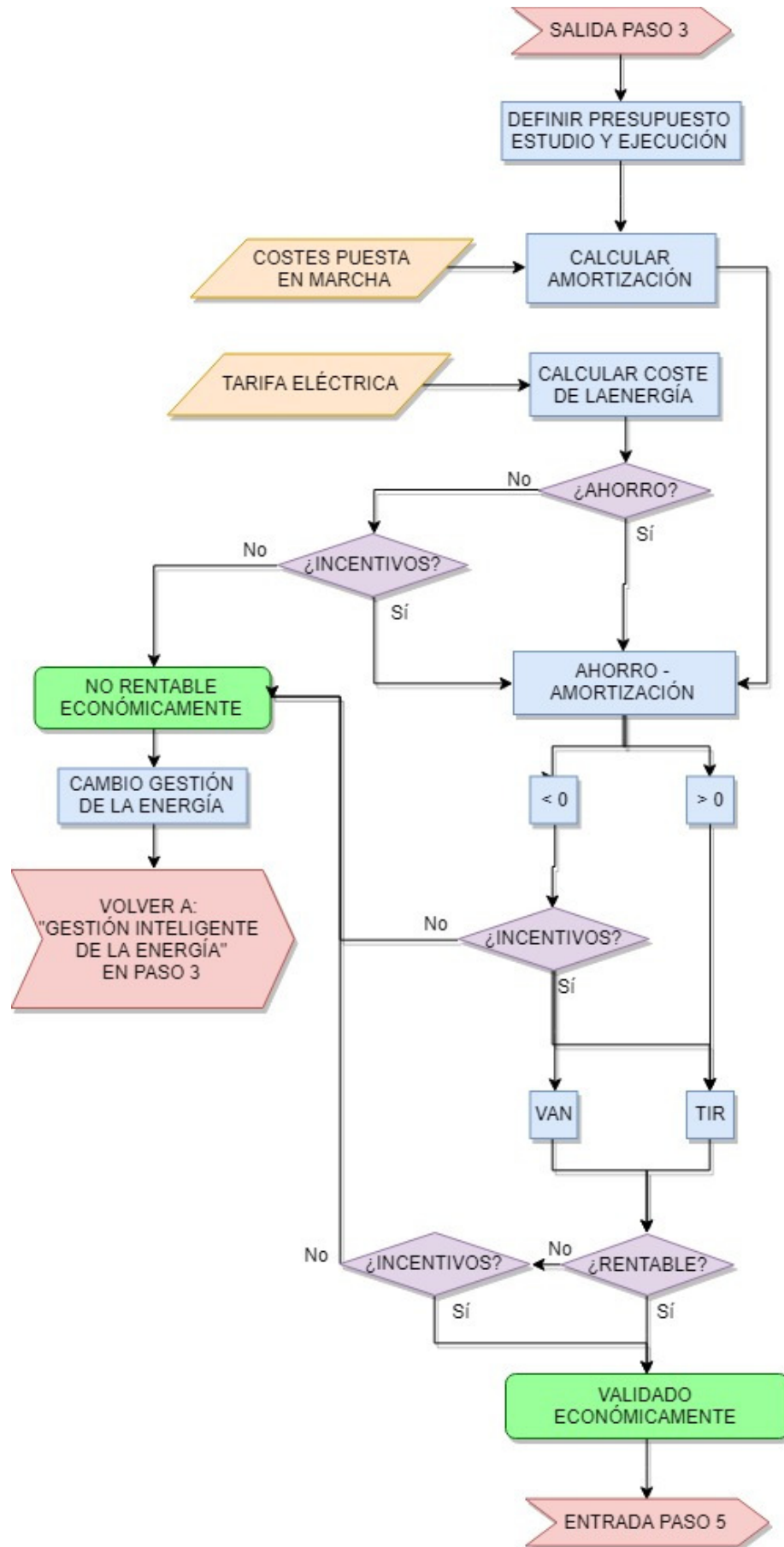


Ilustración 18. Paso 4. Validación económica.

El último elemento por valorar es el coste de puesta en marcha de los agentes, como el coste de contratación, el coste de formación y crear el lugar de trabajo.

El siguiente paso, una vez obtenidos la valoración y el presupuesto descrito, se procede al cálculo de la amortización de la instalación a lo largo de la vida útil, según la ecuación que se presenta:

$$Amortización = Activo \cdot \frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}} \quad (10)$$

Donde:

- Activo: representa el valor del activo (€) que se desea amortizar, en el caso de estudio se corresponderá con el presupuesto descrito.
- i: representa el interés que se aplica en tanto por uno.
- n: número de pagos a realizar.

Simultáneamente, al cálculo de la amortización se determina el coste de la energía que se obtiene al aplicar las curvas de consumo y las tarifas eléctricas existentes. Se comprueba que el coste de la energía en la red inteligente diseñada es menor que en el caso de la red tradicional.

En el caso de que, no se dé esta condición se deberá revisar los métodos de gestión de la energía o la existencia de incentivos y ayudas.

En el caso contrario, si se da la condición de encontrarse en un escenario en el que existe un ahorro económico en el precio de la energía, se realiza un balance entre este ahorro y el coste de amortización.

Si el resultado es negativo, es decir, el coste de amortización es mayor que el ahorro obtenido del precio de la energía eléctrica, se deberá buscar ayudas o incentivos, de las administraciones o revisar el diseño de la red inteligente.

Si el resultado es positivo, se procede al cálculo de la rentabilidad económica a través de las herramientas económicas del VAN y TIR. En el caso de que el resultado de la instalación no sea rentable, se buscarán incentivos o ayudas, por el contrario, si la red inteligente es rentable queda validado la rentabilidad económica.

3.8. TÉCNICA DE DETERMINACIÓN DEL CÓMPUTO MEDIOAMBIENTAL.

La última validación que realizar para que la red inteligente corresponde con el balance medioambiental del sistema. La finalidad de esto es comprobar el efecto medioambiental de cambiar la red tradicional por una red inteligente. El siguiente diagrama de bloques resumen el proceso que se detalla más adelante:

En primer lugar, se determina el cómputo total de huella ecológica que conlleva instalar los equipos necesarios y realizar la reforma de la instalación eléctrica. Además, se determina las emisiones de CO₂ que se producen en la generación de electricidad de la red inteligente, así como en el caso de que el sistema no se hubiese reformado. De este modo, se obtiene la cantidad de toneladas de CO₂ equivalentes que darían en ambos casos.

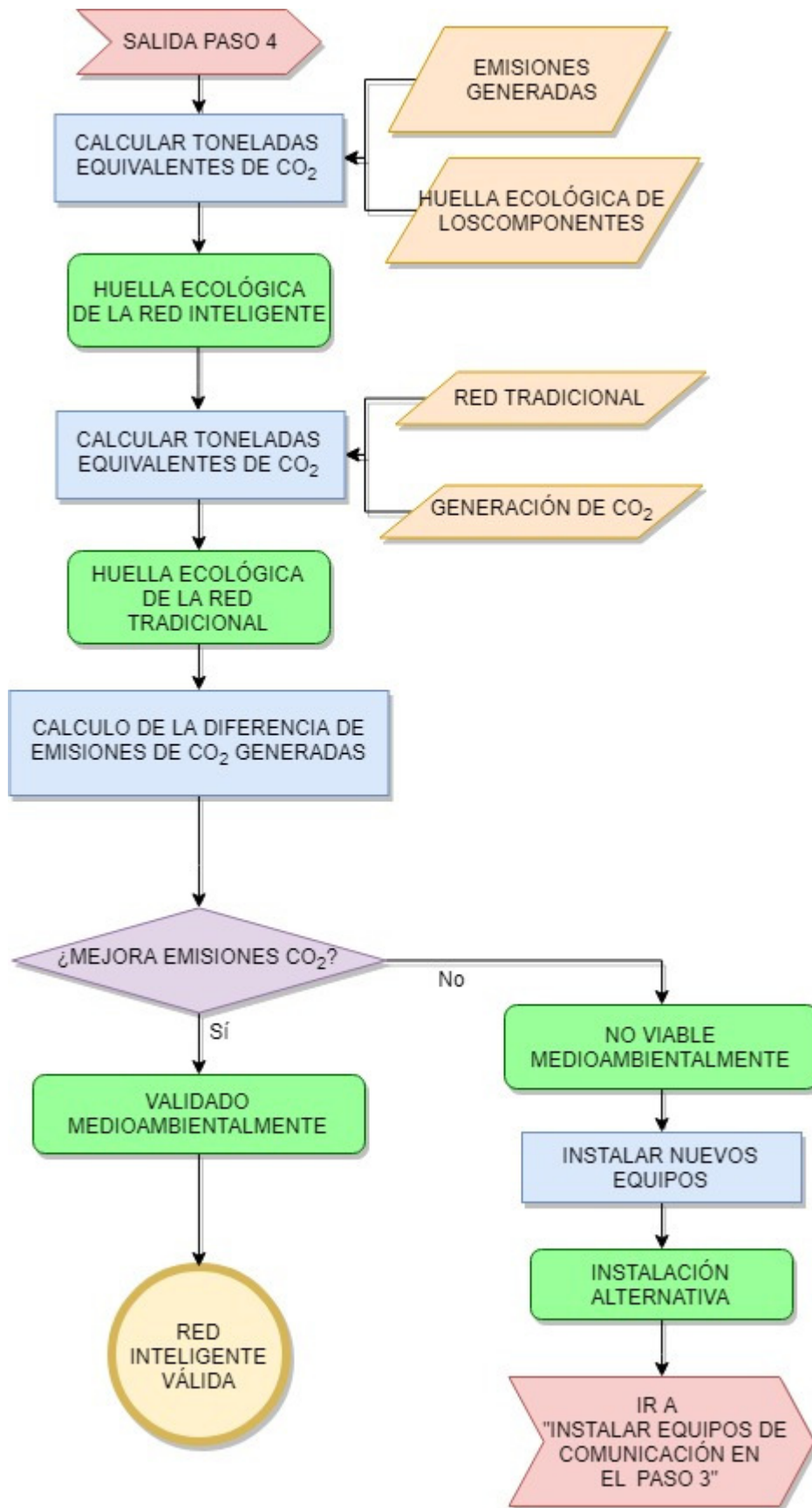


Ilustración 19. Paso 5. Validación medioambiental.

Se comprueba que las emisiones generadas en la red inteligente son menores que en la situación de la red tradicional. En caso contrario, no queda validado la red inteligente en el ámbito medioambiental, por lo que se deberá repasar los equipos instalados y seleccionar nuevos que posean menor huella ecológica. También se pueden repasar el sistema de gestión de la energía para seleccionar un sistema de gestión alternativa que genere menor huella ecológica.

3.9. CONCLUSIÓN.

En el presente capítulo se ha explicado una metodología que permite convertir redes o subredes urbanas del sistema eléctrico en redes inteligentes funcionales y validadas en términos técnicos, económicos y medioambientales.

El proceso de convertir la red existente en una red inteligente comienza por definir la red de estudio y el ámbito temporal que se desea abarcar. De este modo, se definen distintos escenarios a considerar en los pasos posteriores, como por ejemplo a la hora de determinar la demanda de energía eléctrica en cada escenario. Se han definidos distintos métodos de obtener la evolución de la demanda eléctrica y se ha propuesto un esquema de respuesta a esta demanda. El esquema consiste en un sistema de generación compuesto por una planta con capacidad de generar electricidad de forma constante y un sistema compuesto por placas fotovoltaicas cuyo funcionamiento se ajusta a los picos de demanda durante el día. La planta de generación es un sistema de generación concentrada, mientras que, el sistema de placas fotovoltaicas se corresponde con un sistema de generación distribuido. A este sistema se le completa con la capacidad de almacenamiento distribuido, bien con baterías particulares o con baterías de coches eléctricos (Sistemas V2G y G2V).

Una vez realizado el diseño técnico se procede a establecer las relaciones de los agentes en términos de relaciones de comunicación y funciones. Por consiguiente, queda definida completamente la red inteligente, validando así el aspecto técnico y lista para la validación económica definida. Si se cumple la validación económica se procede a realizar la comprobación medioambiental con tal de completar la metodología descrita.

Para confirmar la funcionalidad de esta metodología, en el siguiente capítulo se procede a detallar un caso de aplicación. Por consiguiente, se profundizará en cada paso de la metodología descrita hasta completarla y obtener así la red inteligente.

4. CASO DE APLICACIÓN: SUBRED ELÉCTRICA URBANA EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE MASSAMAGRELL.

4.1. INTRODUCCIÓN

Con el fin de dar validez a la metodología descrita en el capítulo anterior, se expone a continuación un caso de aplicación. En el siguiente ejemplo, se reformará la red eléctrica del municipio de Massamagrell siguiendo en todo momento el método descrito. El ejemplo finalizará con la red inteligente validada en los términos descritos en el capítulo anterior: técnico, económico y medioambiental.

4.2. DEFINICIÓN DEL ÁREA DE ACTUACIÓN.

En este ejemplo de aplicación, se selecciona el municipio de Massamagrell por los siguientes motivos:

- Se ajusta a lo que se ha descrito en la metodología en cuanto a extensión de la instalación y servirá de ejemplo de aplicación de esta.
- Representa un tipo de ciudad común, que de fácil reproducibilidad en otros municipios.
- Gran parte del sistema eléctrico existente (centros de transformación, líneas de distribución de baja tensión, equipos, etc.) se encuentra obsoleto y al final de su vida útil.

En el plano 1 (Ilustración 20) se observa la situación de la instalación en el municipio descrito.

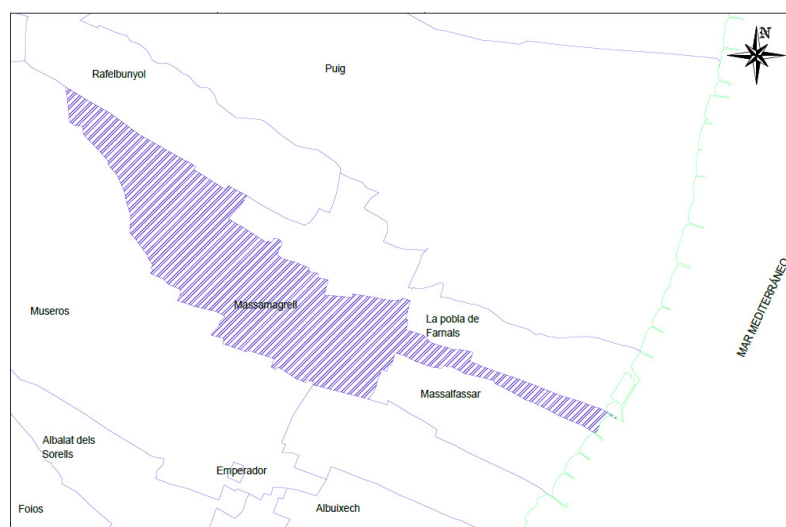


Ilustración 20. Ubicación del municipio donde se realiza el estudio.

4.3. GENERACIÓN DE ESCENARIOS.

La red inteligente se dimensionará en función de la normativa existente y atendiendo a las distintas consideraciones que se realizarán para el estudio económico y balance medioambiental. Por consiguiente, se establecen los siguientes escenarios:

Tabla 4. Escenarios de simulación

Escenario	Año referencia	Nivel de implantación
0	2017	0%
1	2020	10%
2	2030	30%
3	2050	100%

Tal como se refleja en el apartado 2.3.3, la evolución del consumo eléctrico se encuentra en un período de escaso descenso, llegando al equilibrio. Por consiguiente, se asumirá que el consumo eléctrico referente al escenario base se mantendrá constante para los distintos escenarios determinados.

Tras realizar el diseño completo de la red inteligente (coincidiendo con el escenario 3), se efectuará la validación económica y medioambiental teniendo en cuenta los objetivos de cada escenario (1 y 2).

4.4. MODELADO DEL CONJUNTO DEL CONSUMO ELÉCTRICO.

En el presente punto, se estimará la energía consumida en el municipio de Massamagrell. Se seguirá la metodología explicada en el punto 3.4.2. *Mediante curvas de consumo existentes.* Las curvas de consumo se han extraído de la aplicación web de Red Eléctrica España en la que se puede visualizar demanda real, la previsión de la demanda, la programación horaria y la estructura de generación junto con las emisiones de CO₂ asociadas [26].

Siguiendo el procedimiento descrito, se han extraído los datos para los días de una semana de cada mes del de la aplicación web de REE, se han cargado los datos en una hoja de cálculo y se han escalado las curvas según la relación de aspecto descrita en la Ecuación 2:

$$r = \frac{Hab_d}{Hab_D} = \frac{15553}{46549045} = 0,000334 \quad (11)$$

A continuación, se realiza el tratamiento estadístico según el procedimiento descrito en el punto 3.4.5. *Tratamiento estadístico de los datos.* Los resultados estadísticos y las curvas de consumo al agruparlas según las estaciones se muestran en la Tabla 5.

Notar que al agrupar las curvas de consumo en estaciones el valor menor de desviación típica se corresponde con el mes central de la estación considerada. Esta desviación también se observa en la variación en el resultado del cálculo de las medias. Las estaciones de invierno y verano poseen los valores más altos de medias.

Tabla 5. Resultados del análisis estadístico.

Estación	Mes	Desviación Típica [MW]	Media [MW]	Estación	Mes	Desviación Típica [MW]	Media [MW]
INVIERNO	Enero	0,671	10,43	VERANO	Julio	0,806	10,46
	Febrero	0,110	9,84		Agosto	0,545	9,36
	Marzo	0,667	9,20		Septiembre	0,588	9,27
PRIMAVERA	Abril	1,224	8,16	OTOÑO	Octubre	1,018	8,81
	Mayo	0,359	8,95		Noviembre	0,307	9,83
	Junio	1,414	10,51		Diciembre	0,795	10,41

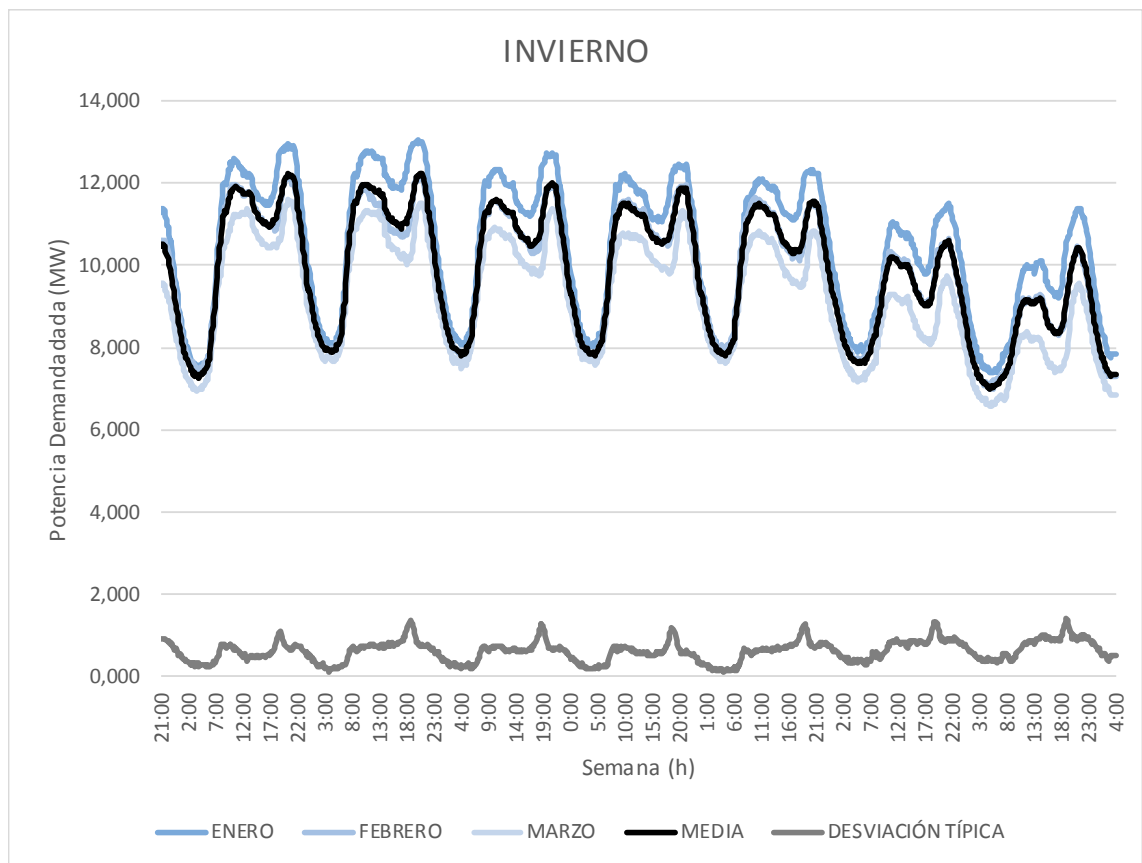


Gráfico 3. Curva de consumo en invierno.

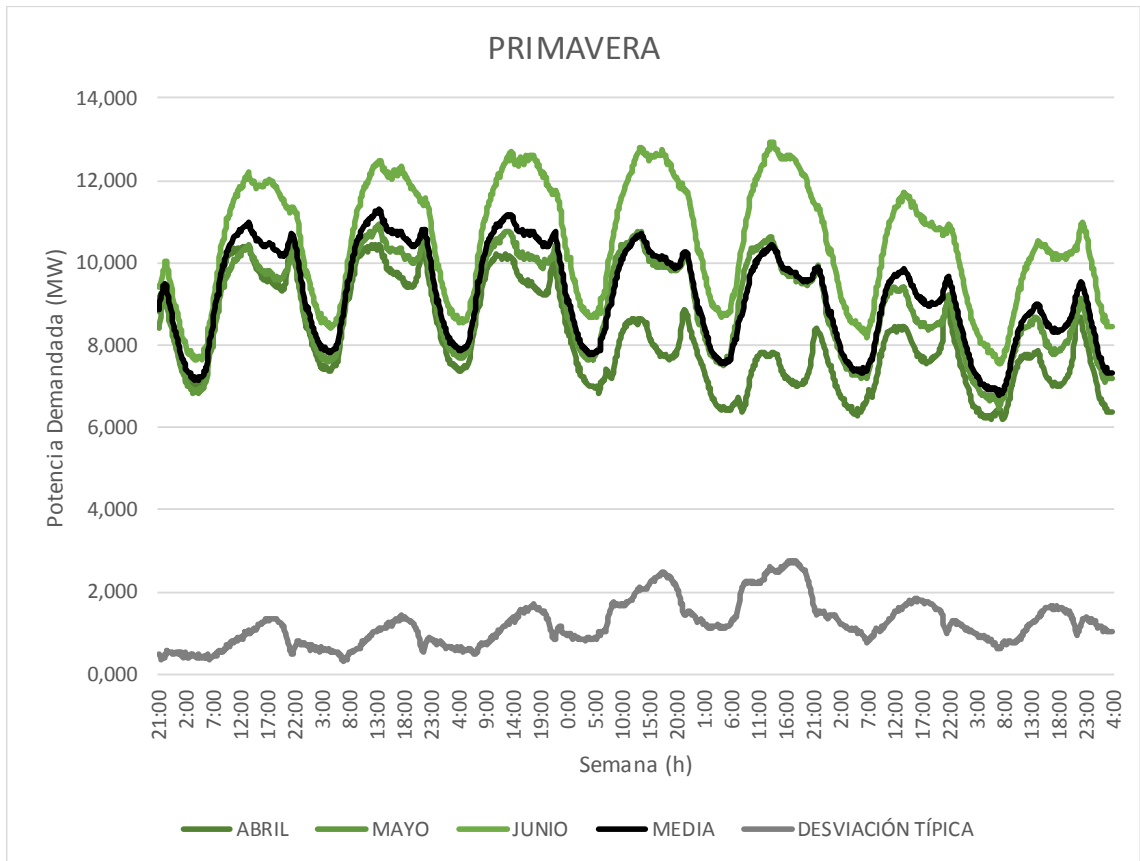


Gráfico 4. Curva de consumo en primavera.

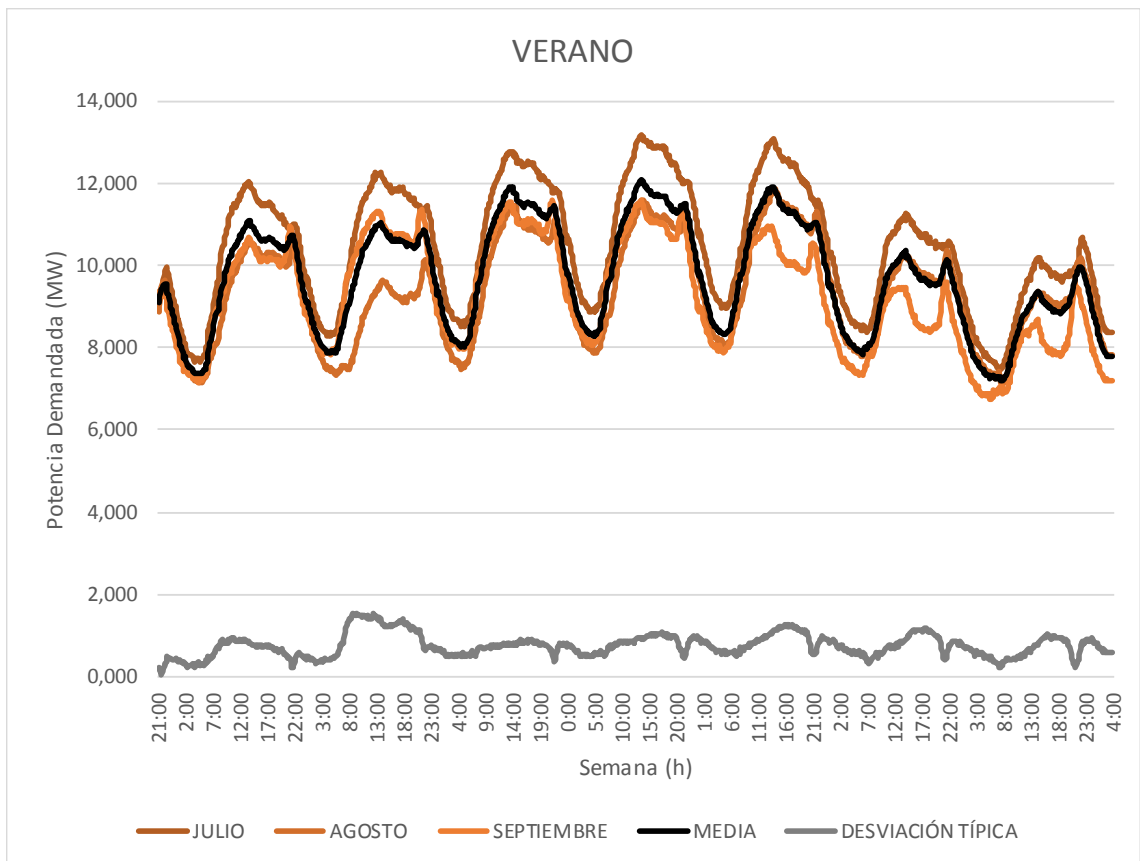


Gráfico 5. Curva de consumo en verano.

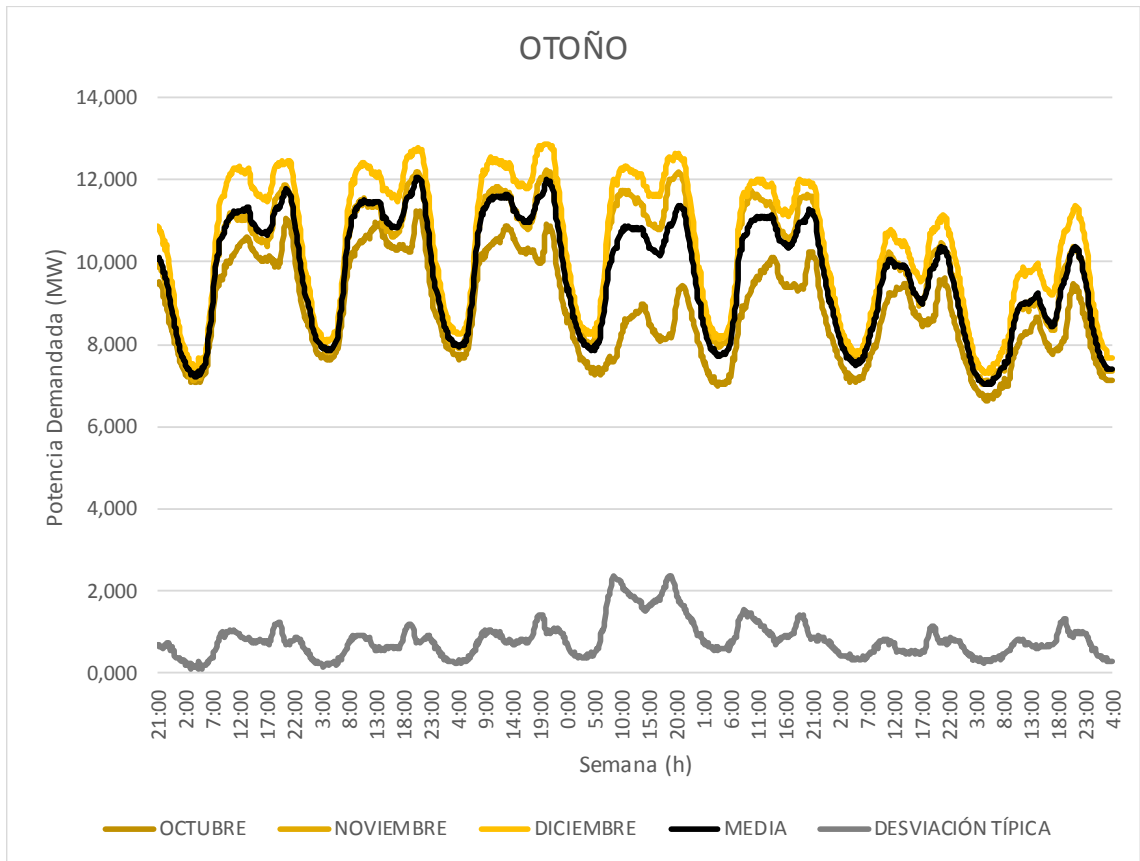


Gráfico 6. Curva de consumo en otoño.

De las curvas de consumo se observa que las estaciones más desfavorables se corresponden con las de verano e invierno, siendo la primera, la estación con mayor número de horas de sol y la segunda la que menos. Este factor influye en la estimación de energía solar fotovoltaica que se desarrollará posteriormente según la metodología y el motivo por el que se han escogido ambas estaciones para el diseño.

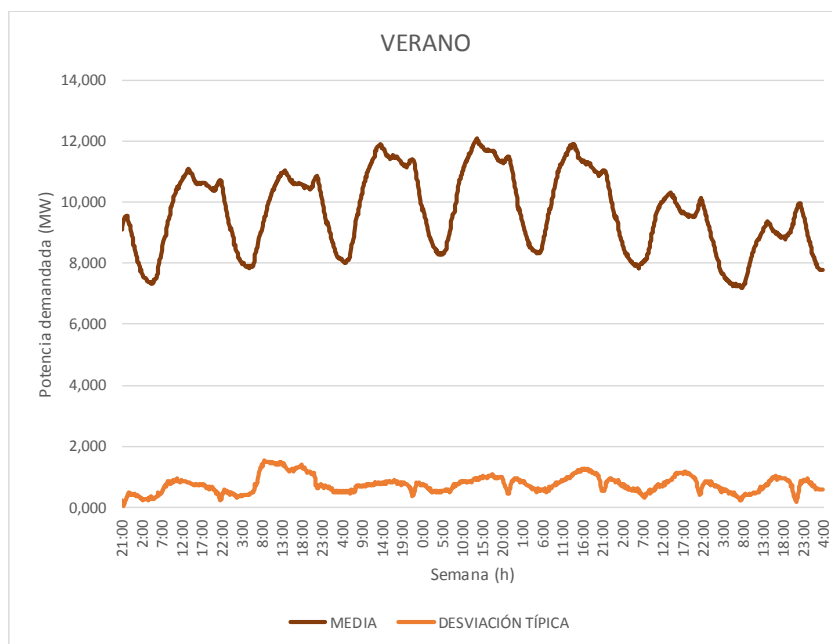


Gráfico 7. Curva diseño de consumo para verano.

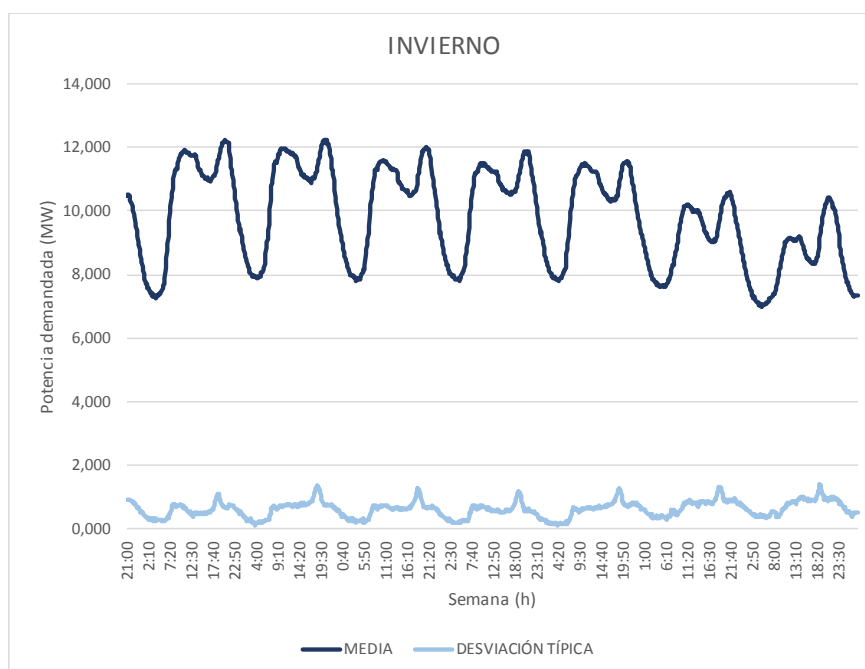


Gráfico 8. Curva diseño de consumo para invierno.

4.5. MODELADO DEL CONJUNTO DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.

Obtenidas ya las curvas con las que se dimensionarán las necesidades del sistema eléctrico del municipio, se procede a la determinación de las instalaciones necesarias con las que suministrar energía eléctrica y abastecer a dicha demanda.

4.5.1. Instalaciones generadoras existentes

En primer lugar y siguiendo una de las vías enumeradas en el punto 3.5.1, se extraen los datos de las instalaciones de generación eléctrica instaladas en el municipio de Massamagrell, mediante la base de datos estatal y de dominio público, *PRETOR* [36].

El resultado de la búsqueda se resume en la tabla que se muestra a continuación:

Tabla 6. Instalaciones eléctricas generadoras de electricidad en Massamagrell.

Grupo Normativo	Descripción	Número de instalaciones	Potencia Instalada (MW)
b1.1.	Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica	13	0,68

Esta potencia existente no se considerará en el diseño de las instalaciones generadoras, siendo una pequeña parte del suministro eléctrico destinado a abastecer la demanda del municipio, en comparación con la necesaria para todo el conjunto.

4.5.2. Instalaciones generadoras de energía a implantar.

Tal como se ha detallado en el punto 3.5.2 de la metodología se procede al diseño de un sistema de generación de energía variable que se adapte a la variabilidad del consumo y otro, el cual se mantenga constante para suministrar energía en las horas donde el consumo es mínimo.

4.5.2.1. Generación fotovoltaica.

El primer paso es modelar la placa fotovoltaica que se debe instalar en el municipio. Dado que estos paneles serán instalados por los habitantes del municipio de forma particular, existirán diversos modelos del mercado que conformarán el sistema. Por consiguiente, se opta por modelar el sistema con una placa estándar, de silicio cristalino, y con una inclinación de 45° (por simplicidad en el desmontaje, puesto que se encuentra cerca del óptimo que para el caso de Massamagrell es 39°).

Se introducen los datos en la aplicación web del PGMIS y se obtiene los resultados de la simulación.

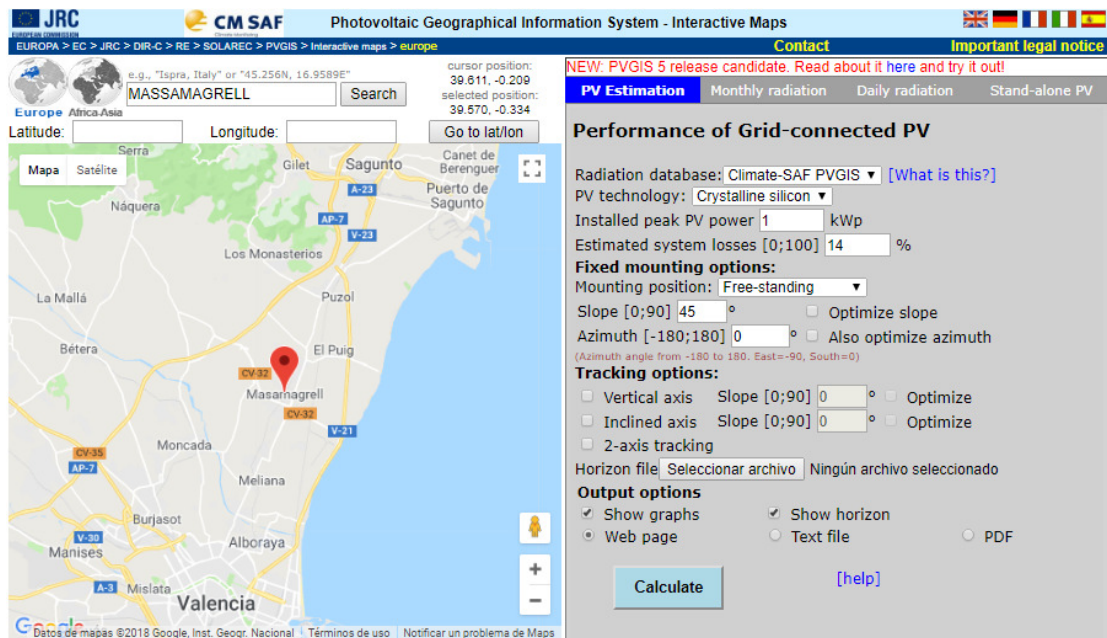


Ilustración 21. Introducción de datos en PGMIS.

Se introducen los valores obtenidos del resultado de la simulación y se modela el comportamiento en una hoja de cálculo. Optando por el modelo más sencillo, se comprueba que el comportamiento de la placa fotovoltaica sigue un modelo lineal ($Y = 1,5913 \cdot X - 1,0727$) con una $R=0,98$.

Performance of Grid-connected PV

NOTE: before using these calculations for anything serious, you should read [\[1\]](#)

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 39°34'11" North, 0°20'1" West, Elevation: 18 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 1.0 kW (crystalline silicon)
 Estimated losses due to temperature and low irradiance: 11.0% (using local ambient temperature)
 Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.5%
 Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%
 Combined PV system losses: 25.4%

Fixed system: inclination=45°, orientation=0°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3.55	110	4.54	141
Feb	4.19	117	5.41	152
Mar	4.80	149	6.33	196
Apr	4.74	142	6.35	191
May	4.66	145	6.35	197
Jun	4.72	142	6.51	195
Jul	4.83	150	6.73	209
Aug	4.75	147	6.63	206
Sep	4.55	137	6.27	188
Oct	4.23	131	5.73	178
Nov	3.68	110	4.81	144
Dec	3.27	101	4.17	129
Yearly average	4.33	132	5.82	177
Total for year		1580		2120

E_d : Average daily electricity production from the given system (kWh)
 E_m : Average monthly electricity production from the given system (kWh)
 H_d : Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)
 H_m : Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Ilustración 22. Resultados de la simulación del PGVIS.

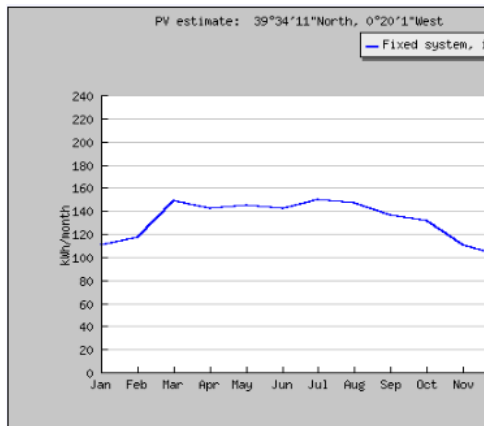


Ilustración 23. Resultado PGVIS – Producción de energía por mes.

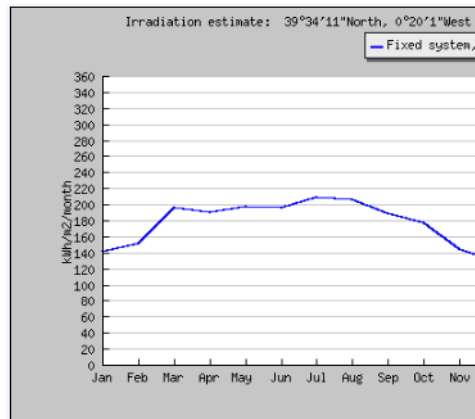


Ilustración 24. Resultado PGVIS – Irradiación de energía por mes.

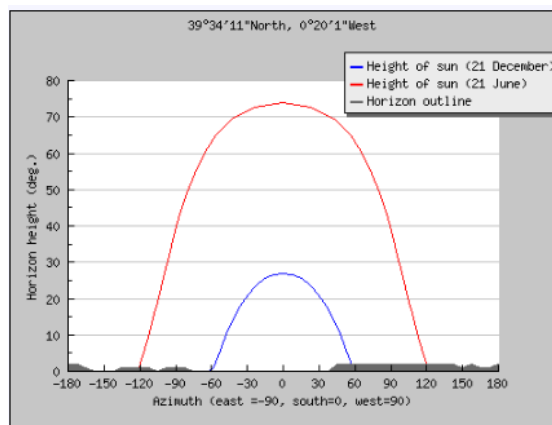


Ilustración 25. Resultado PGVIS – Horizonte de la trayectoria del sol, máxima y mínima.

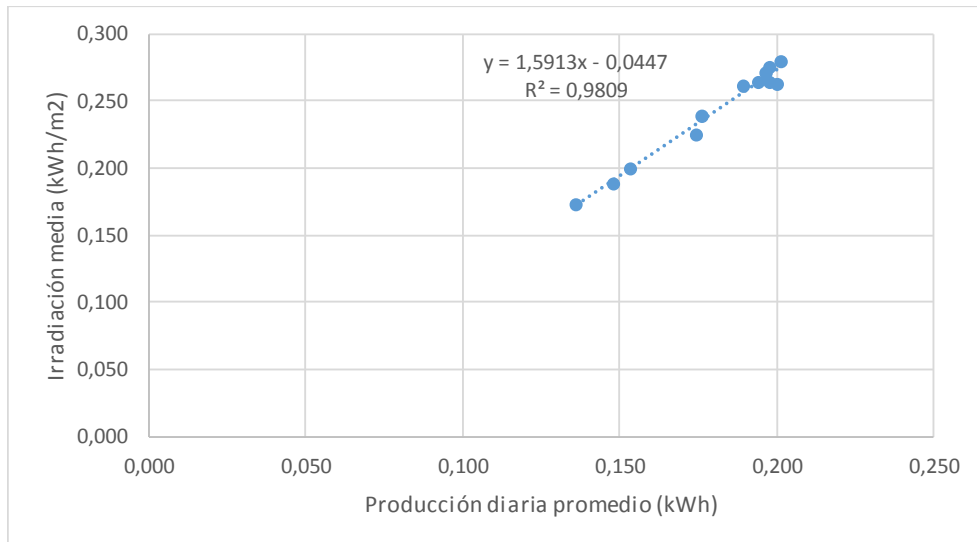


Gráfico 9. Modelo de funcionamiento de la placa fotovoltaica.

Por otro lado, se obtienen las curvas de irradiación solar para las semanas de diseño, según se detalla en el apartado 3.5.2.1, modelo de radiación. Las semanas de diseño se corresponden con las semanas de máximo y mínimo recorrido del sol, dentro del espacio de diseño, es decir, la semanas correspondientes al 1 de julio y la correspondiente al 1 de enero, respectivamente.

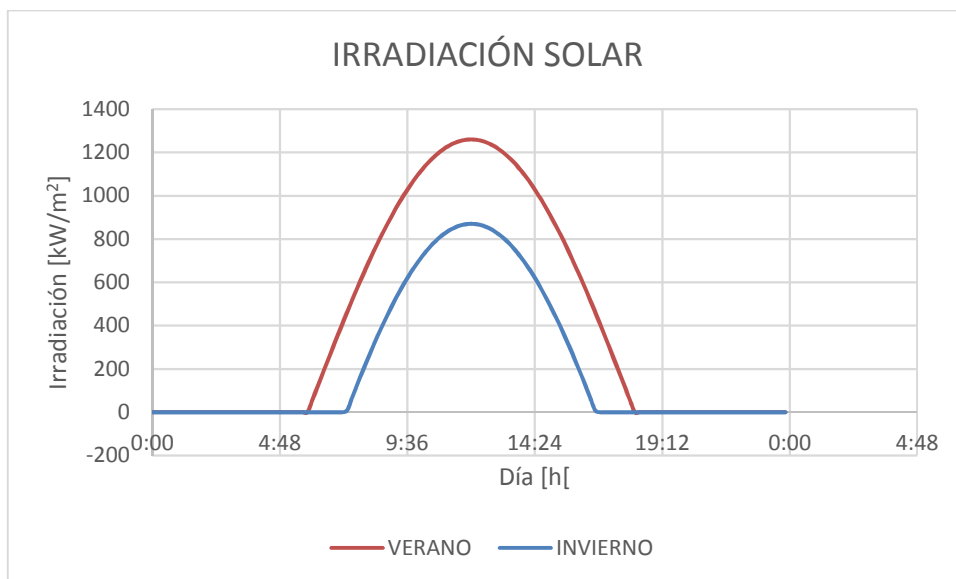


Gráfico 10. Curvas de irradiación solar para la época de diseño.

Aplicando el modelo obtenido de las placas fotovoltaicas a las curvas de irradiación a lo largo de una semana, se obtiene la generación de energía eléctrica considerando una superficie de 1m² de placas fotovoltaicas.

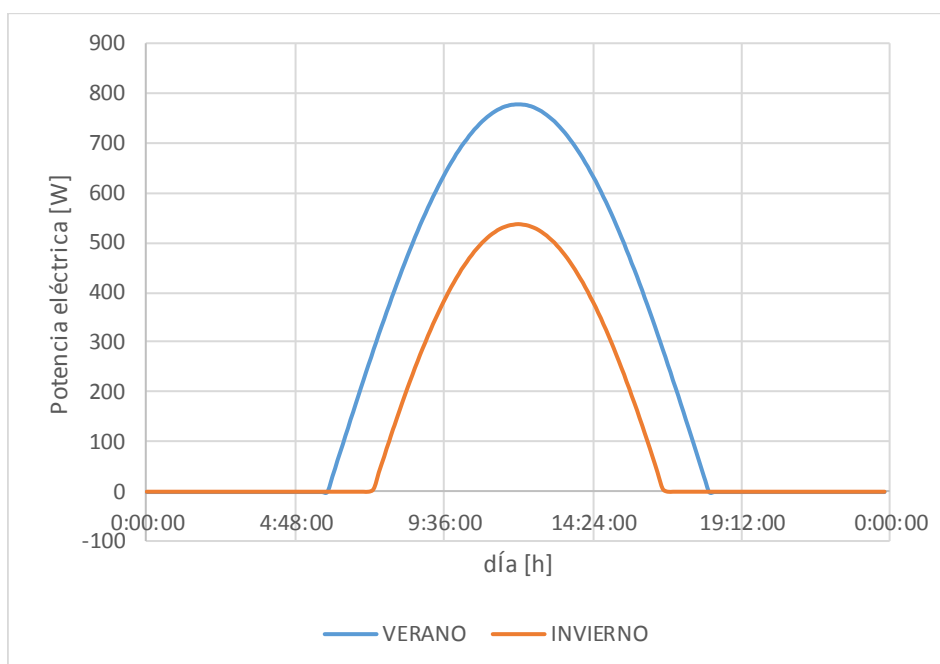


Gráfico 11. Potencia [W] generada por una placa fotovoltaica de 1 m² en un día de estudio.

Disponiendo de mayor superficie de placas solar y en consecuencia de mayor capacidad de generar energía eléctrica, será posible abastecer la demanda.

4.5.2.2. Planta de biomasa.

Para las horas de menor consumo, se dispone de una central de biomasa con capacidad de suministrar el nivel mínimo de energía al municipio. De este modo cuando las placas fotovoltaicas no se encuentren produciendo electricidad, el consumo se abastece a partir de esta central. Se observará los niveles de demanda en las horas valle para ajustar la potencia nominal de la planta de biomasa. Se ha escogido este modelo de planta de generación de energía por su menor tasa de emisiones de CO₂, respecto a la cogeneración con gas natural.

4.5.2.3. Casación de la energía.

Para poner fin al diseño del sistema de generación de energía para suministrar energía al municipio, cabe determinar la superficie de placas fotovoltaicas a instalar y la potencia de la planta de biomasa. Según los escenarios distintos escenarios descritos y asumiendo una estancación en la demanda, como se observa en la evolución del consumo descrito en el apartado 2.3.3, se diseña la respuesta a la demanda en el escenario 3, que es la que posee el 100% de la red inteligente instalada. En la validación económica y medioambiental se tendrá en cuenta el escenario 3.

El criterio que se escoge para el diseño de los sistemas de generación son los que se enumeran:

- A. La potencia nominal de la planta de biomasa se diseñará a partir del máximo valor del conjunto de mínimos de consumo de demanda eléctrica en las horas valle.
- B. La superficie de placas fotovoltaicas se determinará a partir de la demanda de *VERANO*, dado que la irradiación solar es mayor en este período del año y así se evitará un posible sobredimensionamiento de la instalación.

- C. La capacidad de almacenamiento que permita el aislamiento con la red de distribución se extraerá a partir de la curva de demanda *INVIERNO* y habiendo establecido las características mencionadas. Esta capacidad de almacenamiento será la mínima que evite intercambios de energía con la red de distribución. En caso de que esta condición no se pueda establecer se optará por fijar el tiempo que se tienen las baterías saturadas al 25 % de la semana.

Del criterio A, se extrae que el valor máximo de demanda que se produce en los mínimos de las horas valle es de 8,32 MW. Este valor se da en la curva de la demanda *VERANO* el momento de la madrugada del viernes. Se establece el valor de la potencia de la planta al número natural inmediatamente superior, 9 MW.

La superficie de placas fotovoltaicas se determina según lo descrito en el criterio B. Con una superficie de placas fotovoltaicas de 3819 m² se consigue suministrar energía eléctrica durante los picos de consumo de la curva de demanda *VERANO*. Se toma el valor de 4000 m² al redondear. En el Gráfico 12 y el Gráfico 13, se observa la evolución de los sistemas de generación de energía eléctrica según las demandas de diseño.

Prosiguiendo con los criterios mencionados, se fija el nivel de carga de las baterías al comienzo de la semana al mismo valor que se obtendría al final de esta de modo que tenga un sistema estacionario. Se observa que aplicando la curva de demanda *INVIERNO* al sistema de generación diseñado no se consigue evitar los intercambios de energía con la red de distribución. Por lo tanto, se fija la condición de saturación de las baterías. El diseño de las baterías resulta en que instalando 15 MWh (que equivalen a la capacidad de las baterías de 1000 coches eléctricos estándar) de capacidad de almacenamiento de energía se consigue cumplir con el criterio C.

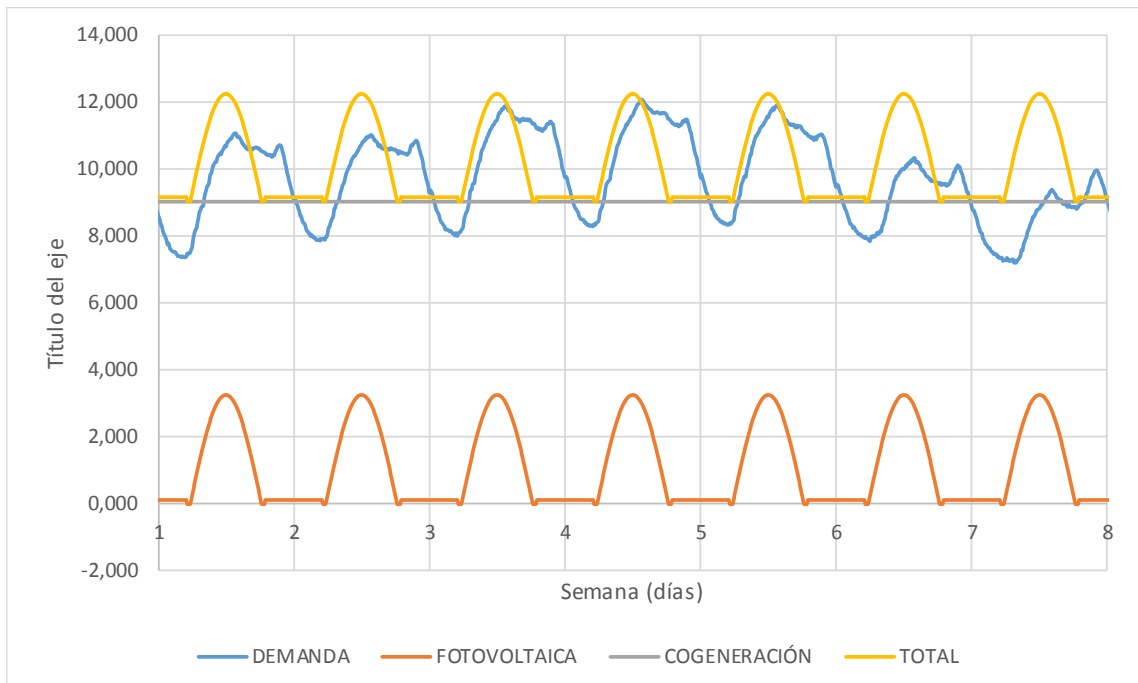


Gráfico 12. Evolución de la demanda y el consumo durante el verano.

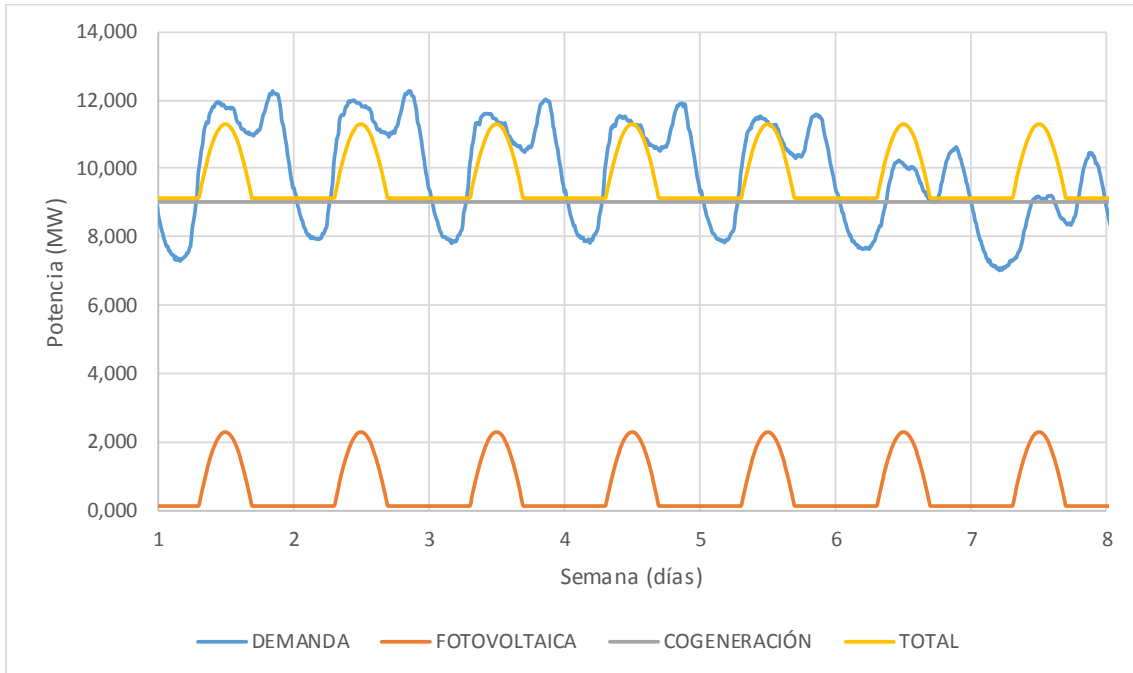


Gráfico 13. Evolución de la demanda y el consumo durante el invierno.

A continuación, se detallan las gráficas de estado de las baterías en verano e invierno. Se observa que durante el período de invierno las baterías saturan el 25% del tiempo, mientras que en el período del verano las baterías saturan el 98% del tiempo, debido a la diferencia en la generación de energía solar fotovoltaica.

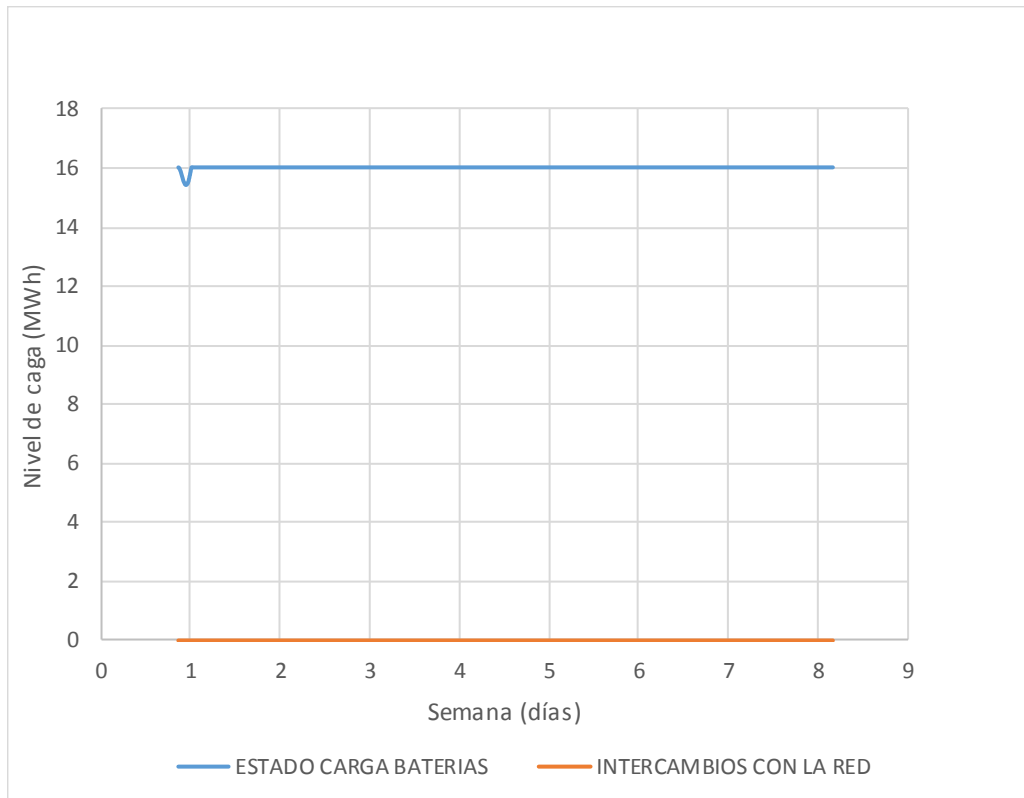


Gráfico 14. Evolución del estado de carga baterías en verano.

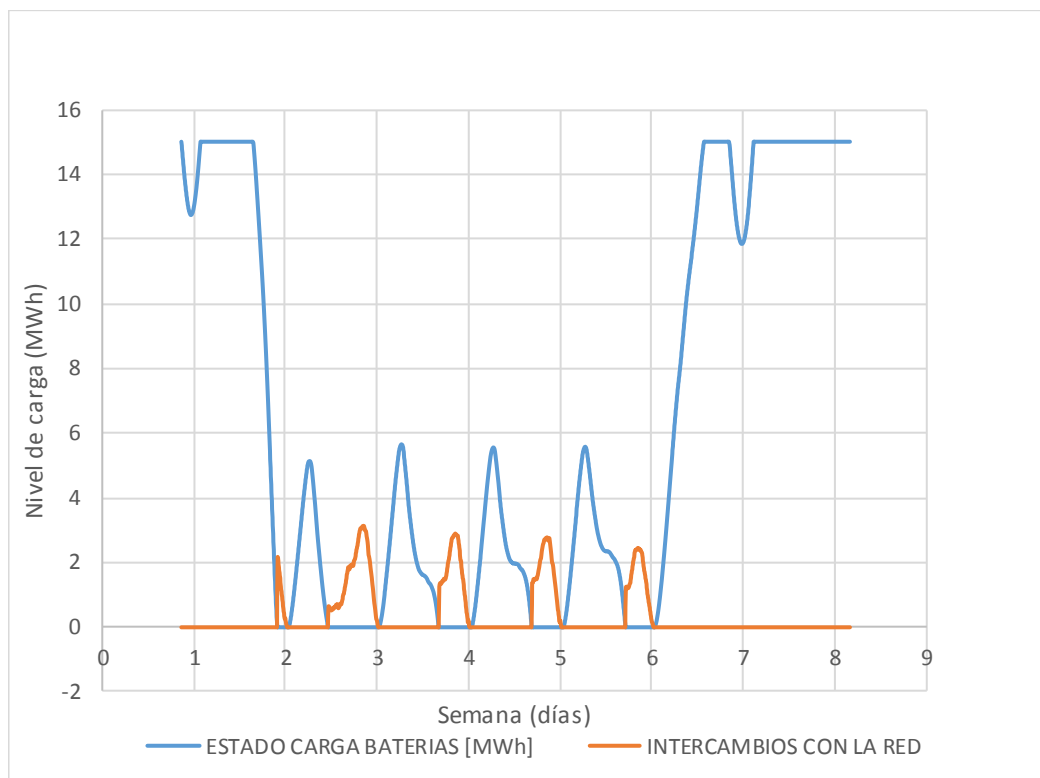


Gráfico 15. Evolución del estado de carga baterías en invierno.

El cómputo de energía eléctrica que es absorbida desde la red mediante intercambio es de 0 MWh a lo largo de una semana de verano y 372 MWh a lo largo de una semana de invierno. De este modo, se comprueba el autoabastecimiento de la red inteligente

4.6. DETERMINACIÓN DE LAS NECESIDADES.

Prosiguiendo con la metodología desarrollada, en el presente apartado se definirá el resto de las instalaciones necesarias para el correcto funcionamiento de la red inteligente, así como, las relaciones de comunicación y sistemas a implantar.

El presente apartado tiene como finalidad la estimación de las medidas que se han de disponer para validar técnicamente la instalación y superar las siguientes validaciones de la metodología.

Para ello, el apartado se dividirá en dos subapartados: en el primero, se describirán las instalaciones a instalar en la red de distribución existente; mientras que, en el segundo, se describirán la red de comunicación a implantar entre los distintos agentes, así como la infraestructura necesaria para el funcionamiento de esa red. No se describirán los protocolos de comunicación y las jerarquías de comunicación de los sistemas automáticos en este esquema dado que se entiende que el alcance de este estudio no abarca este aspecto.

4.6.1. Modernización de las instalaciones.

A continuación, se estimarán todas aquellas instalaciones que son necesarias para el funcionamiento óptimo de una red inteligente, por ejemplo, contadores inteligentes, sistemas de telecomunicación, equipos de telegestión y telemando, etcétera.

Por otro lado, en el municipio, existe una red de distribución de energía eléctrica en funcionamiento la cual suministra energía eléctrica a los usuarios. Dicha red se encuentra al final de su vida útil por lo que es necesario llevar a cabo una reforma de esta, además de ampliarla para posibles crecimientos de suministros.

En consecuencia, se lista los aspectos que se justificarán y valorarán en detalle individualmente:

- Reforma de centros de transformación.
- Reforma de líneas de media tensión.
- Reforma de líneas de baja tensión.
- Instalación de contadores inteligentes.

En la red inteligente que se diseña, los centros de transformación cumplirán con la función original para la que fueron diseñados, es decir, transformar la tensión de la red de media tensión a la tensión de servicio de los usuarios en baja tensión. Sin embargo, a estos centros de transformación se le otorgará la capacidad de gestionar las cargas de los que depende dicho centro. De modo que pueda administrar los flujos de energía de la red de distribución de baja tensión y desviarlos de puntos donde se produzcan aportes de energía eléctrica a puntos donde esa energía sea necesaria o en última instancia verterlos a la red de media tensión para que otro centro de transformación haga uso de esa energía.

Por consiguiente, las medidas que se han de llevar a cabo en los centros de transformación son la ampliación o renovación de potencia de dichos centros de transformación y la ampliación o renovación de celdas de media tensión, para garantizar la calidad del suministro eléctrico en la zona, y la instalación de equipos de teledatada y telegestión para la gestión de la energía en las líneas de distribución de media tensión.

En los planos adjuntos (planos 4 y plano 5) se muestran la posición de los centros de transformación, en los que es necesario llevar a cabo alguna de las medidas descritas. En el municipio existen 68 centros de transformación de los cuales 50 pertenecen a la compañía distribuidora y 18 a particulares. Se estima que el 50 % de los centros de transformación de compañía distribuidora requerirá una reforma o aumento de potencia y/o una reforma o ampliación de celdas de MT. Por otro lado, en todos los centros de transformación será necesario instalar equipos de telegestión y telegestión. En la siguiente Tabla 7 se muestra los valores numéricos de las medidas que se han de adoptar.

Tabla 7. Medición instalaciones en centros de transformación.

Descripción	Medición
Instalación de celdas de media tensión.	25
Instalación de nuevos transformadores.	25
Instalación de equipos y sistemas de comunicación y telegestión.	68

Para garantizar los flujos de energía entre centros de transformación se deberá llevar a cabo la sustitución de conductor de media tensión que se encuentre al final de su vida útil, así como proceder al cierre de anillos de líneas de media tensión. Dentro de población urbana las líneas de media tensión han de ir enterradas por motivos de seguridad. Aprovechando la apertura del pavimento que se da al realizar la ejecución de nuevas líneas y la sustitución de conductor viejo, se dispondrá de tubos para el tendido de líneas de comunicación entre centros de transformación.

En el plano adjunto (plano 2 y plano 3) se muestran las líneas de media tensión que se han de ejecutar nuevas y las que son a causa de la sustitución de conductor existente. En el municipio existe aproximadamente 44,92 km de línea de media tensión a 20 kV enterrada, que necesita ser sustituida por nuevo conductor. Por consiguiente, será necesario la apertura una longitud de 34,82 km y una longitud de tendido de cable de 45,17 km. La diferencia entre la longitud de línea existente y la apertura de zanja es debida a la existencia de multicircuitos circulado por la misma. Además, el tendido de cable es mayor que el conductor existente, dado que se ha contemplado el recorrido dentro de la instalación del CT en 5 m por local. Por otro lado, para conectar los centros de transformación se tenderá 13,17 km de líneas de comunicaciones. En la siguiente Tabla 8 se muestra los valores numéricos de las medidas que se han de adoptar.

Tabla 8. Medición instalaciones de líneas de MT.

Descripción	Medición
Canalización entubada para líneas de media tensión y telecomunicaciones	34,82 km
Tendido de cable de media tensión	45,17 km
Tendido de cable de telecomunicaciones	13,17 km

Respecto a la red de distribución de baja tensión es conveniente realizar una reforma de esta, para modernizar la instalación. Dicha reforma se basará en enterrar o posar en fachada la red aérea de baja tensión que se encuentre obsoleta. Aprovechando la apertura del pavimento se dotará a la zanja de tubos de telecomunicaciones para el tendido de líneas de comunicaciones. En la Tabla 9 se muestran los valores obtenidos de la medición de los planos

Tabla 9. Medición instalaciones de líneas de BT

Descripción	Medición
Desmontaje de líneas aéreas de baja tensión	40,77 km
Canalización entubada para líneas de baja tensión y telecomunicaciones	20,39 km
Tendido de cable de baja tensión	41,77 km
Tendido de cable de telecomunicaciones	41,77 km

Para completar la instalación y convertirla en una instalación inteligente, se ha de disponer contadores inteligentes en cada hogar. Estos contadores servirán para realizar la medida en tiempo real sobre el consumo del usuario. Esta información se remitirá al agente o equipo de control encargado para gestionar esta información. En España existe 18.378.691 hogares, haciendo uso de la relación detallada en la (11, se tiene que en Massamagrell hay 6140 hogares, por lo que se deben instalar 6140 contadores inteligentes. Por otro lado, se tendrá en cuenta la instalación de conexión del coche eléctrico y los paneles fotovoltaicos necesarios, descritos en los apartados anteriores. En el plano 11 se indica una propuesta de distribución de las placas. La Tabla 10 muestra los valores resumidos.

Tabla 10. Medición de instalaciones particulares.

Descripción	Medición
Instalación de contadores inteligentes	6140 contadores
Instalación de enlace del coche eléctrico	1000 coches eléctricos
Instalación de paneles solares fotovoltaicos	3000 m ²

Finalmente, se indica la medición de la planta de biomasa descrita en los apartados anteriores. En el plano 10 se observa la propuesta de ubicación de la planta y el enlace a la red de distribución propuesto.

4.6.2. Detalle de las relaciones de los agentes.

Definidas las medidas a adoptar para transformar la red tradicional en una red inteligente, se procede a definir las relaciones entre los agentes descritos en el apartado 2.3.2 y que desempeñarán las funciones indicadas en el apartado 3.6.1.2. En la Ilustración 26, se puede observar la relación en su conjunto de los distintos agentes.

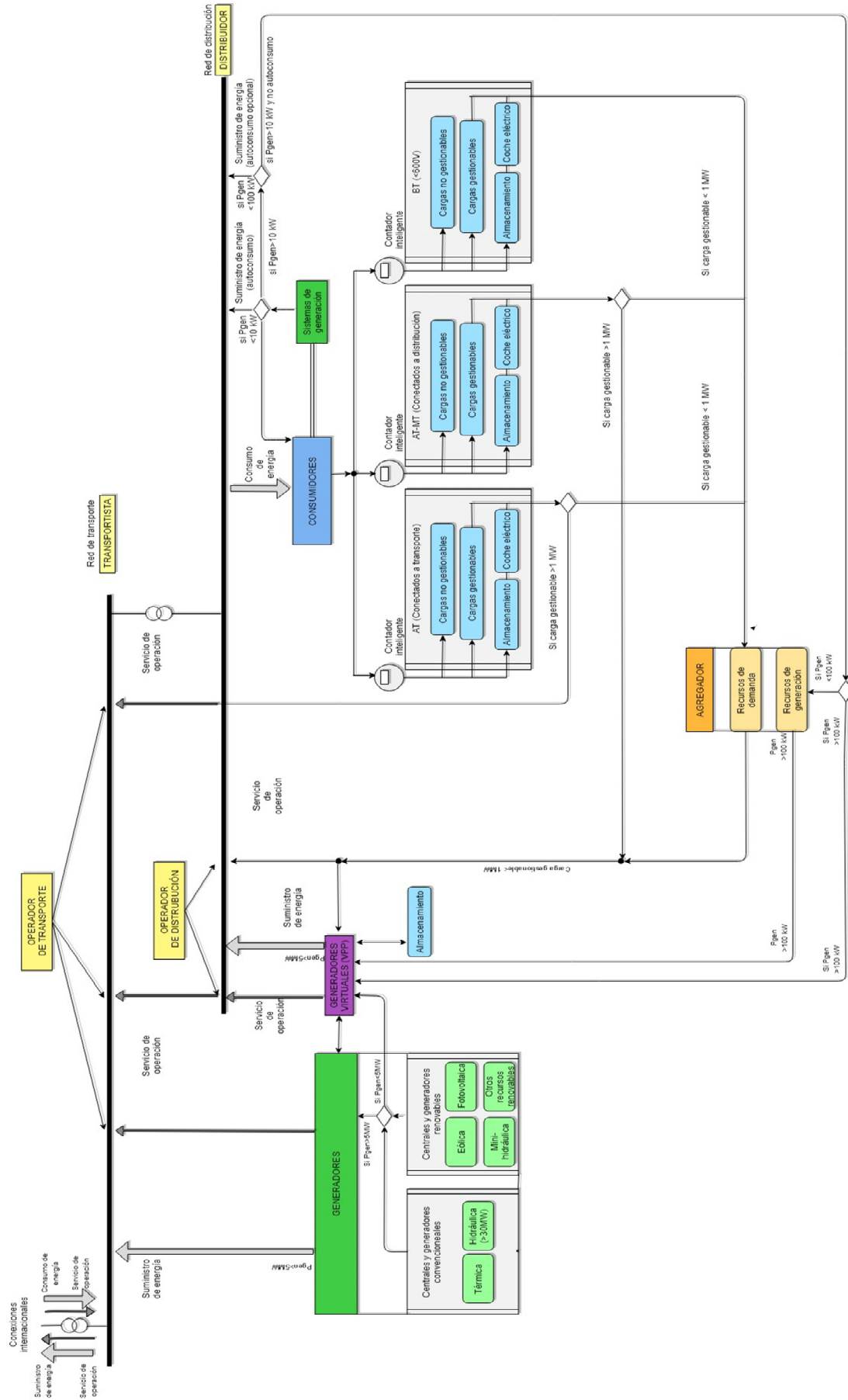


Ilustración 26. Conjunto de relaciones en la red inteligente en diseño.

4.7. VIABILIDAD ECONÓMICA.

Siguiendo con la metodología descrita, en el presente apartado se detallará el proceso para validar económicamente la instalación. La finalidad es comprobar si es rentable realizar la inversión inicial para ejecutar la instalación y aportará futuros beneficios económicos.

En el documento PRESUPUESTO, se detalla el coste de todas las instalaciones a instalar, obteniendo así la inversión inicial a considerar en el estudio. Esta inversión inicial se estima en 30.700.456,66 €. Según la ecuación (10), que describe el cálculo de la amortización, donde el activo es la inversión inicial; los intereses se fijan al 5% y se realizarán 25 pagos, para la instalación de estudio, el coste de amortización por año es:

$$Amortización = 30.700.456,66 \text{ €} \cdot \frac{5\%}{1 - (1 + 5\%)^{-25}} = 2.178.272,84 \text{ €} \quad 12)$$

Por otro lado, se definen los costes de operación anual que se deben considerar en el uso de cada instalación.

El coste de funcionamiento de todas las oficinas se estima en 800.000 € al año, el mantenimiento de un metro cuadrado de placa fotovoltaica y su instalación asociada en 25 € al año, el funcionamiento de la planta de biomasa, en 1.500.000 € anuales; y el mantenimiento de la red de distribución, en 300.000 € anuales. Por consiguiente, los costes de operación totales en la red inteligente se condensan en la Tabla 11. Costes anuales de operación:

Tabla 11. Costes anuales de operación

Descripción	Coste anual [€]
Operación oficina agentes.	800.000 €
Mantenimiento placas fotovoltaicas	75.000 €
Mantenimiento planta de biomasa	1.500.000 €
Mantenimiento red eléctrica	300.000 €
Total	2.675.000 €

Con el coste de amortización y el coste de operación se tienen definidos los costes anuales del sistema.

El siguiente paso es el cálculo del beneficio que aporta la red inteligente, el cual se basa en el ahorro de la factura eléctrica al disponer de placas fotovoltaicas que aporta energía en las horas dónde el coste de la electricidad es mayor y una planta de generación cercana al núcleo urbano que evita pérdidas en el transporte de electricidad.

Para ello, se determina el coste horario de la electricidad en las dos situaciones del presente estudio, es decir, en la estación de invierno y en la estación de verano. Dado que la mayoría de los usuarios de la red de estudio son pequeños consumidores, se adoptará el precio de la electricidad de la distribuidora que ejerce en el municipio. Dicha tarifa se resume en la siguiente Tabla 12:

Tabla 12. Factura eléctrica establecida.

Descripción		Coste
Término fijo		42,04343 €/kW año
Término variable	Hora Valle	0,074275 €/kWh
	Hora Punta	0,15312 €/kWh

Las horas valles vienen definidas por la compañía distribuidora. En el período de invierno (de octubre a marzo), las horas valles se comprenden entre las 22:00 y las 12:00 del día siguiente. Por otro lado, en el período de verano (de abril a marzo) las horas valle se comprenden entre las 23:00 y las 13:00 del día siguiente.

Se aplica la tarifa descrita a la demanda de la red tradicional y en el caso de la red inteligente. En la siguiente tabla se desglosa la factura eléctrica en cada caso y se comprueba que se produce un ahorro.

Tabla 13. Resultado costes factura eléctrica.

Descripción	Red tradicional	Red inteligente
Término fijo	514.544,10 €	130.939,88 €
Término variable	8.929.666,40 €	202.177,49 €
Impuestos	892.966,64 €	606.532,48 €
Total	10.337.177,15 €	939.649,85 €
Ahorro	9.397.527,29 €	

Notar que el término fijo de la red inteligente es menor que la red tradicional debido a que la primera se ha considerado como potencia fija el mayor pico que se da en los intercambios con la red de distribución en el caso en que las baterías no son capaces de dar dicha demanda. El término variable de la red tradicional se ha obtenido considerando que la demanda total en las estaciones se abastece directamente de la compañía distribuidora. El término variable de la red inteligente se ha obtenido considerando únicamente los intercambios con la red de distribución en aquellos casos en que las baterías no son capaces de abastecer el consumo.

Definidos los costes y los beneficios del sistema, se procede al cálculo de los indicadores económicos como son el VAN y el TIR, de este modo se podrá realizar una evaluación económica de la rentabilidad de la inversión. El resultado de la aplicación de estas herramientas económicas se muestra en Tabla 14.

Tabla 14. Resultado herramientas económicas.

VAN	64.046.470,31 €	TIR	21,74 %
------------	-----------------	------------	---------

4.8. CÓMPUTO MEDIOAMBIENTAL.

La validación medioambiental es el último paso por realizar en la metodología descrita. La validación medioambiental trata de comprobar que las emisiones de CO₂ generadas por la red inteligente son menores que en el caso de seguir con el esquema tradicional.

En primer lugar, se calcula las emisiones de CO₂ generadas por la red tradicional. Se considera toda la energía demandada teniendo en cuenta que las estaciones de invierno y verano se extienden a lo largo del año. Para este caso, se observa la media de emisiones de CO₂ a lo largo de las estaciones en estudio, según se puede extraer de [26]. Para la estación de verano de 2017 existe una tasa emisiones media de CO₂ de 210 g CO₂/kWh, mientras que para el invierno es de 290 g CO₂/kWh. En la Tabla 15 se muestra el detalle del cálculo de emisiones semanales, semestrales (26 semanas) y anual (suma de semestrales).

Tabla 15. Emisiones CO₂ generadas por la red tradicional.

Estación	Demanda [MWh]	Emisiones [t CO ₂]		
		Semanal	Semestral	Anual
Verano	1.636,4	344	8.935	21.442
Invierno	1.658,7	481	1.2507	

A continuación, se determina las emisiones generadas por la instalación inteligente. Estas vienen determinadas por las emisiones equivalentes del uso de placas fotovoltaicas y de la planta de biomasa diseñada. Según [37], para un modelo de placa fotovoltaica multi-cristalina la tasa de emisiones de CO₂ a la atmosfera es 36,75 g CO₂ eq /kWh. Por otro lado, la tasa de emisiones de CO₂ para la planta de biomasa procesada a 0,1 mm de tamaño es de 93.42 g CO₂ eq /kWh [38]. A los intercambios energéticos se les aplica la tasa descrita en la red tradicional según la estación.

Para el cálculo de las emisiones de CO₂ se ha considerado que las dos estaciones en estudio se extienden a lo largo del año. El detalle del cálculo de las emisiones totales a lo largo del año se muestra en la Tabla 16.

Tabla 16. Emisiones CO₂ generadas por la red inteligente.

	Estación	Producción [MWh]	Emisiones [t CO ₂]		
			Semanal	Semestral	Anual
Biomasa	Verano	1512,00	141	3673	8102
	Invierno	1512,00	141	3673	
Placas fotovoltaicas	Verano	189,71	7	181	
	Invierno	112,38	4	107	
Intercambios con la red	Verano	0,00	0	0	
	Invierno	62,01	18	468	

Finalmente se muestra el Gráfico 16, dónde se observa claramente la diferencia entre la cantidad de emisiones de CO₂ generadas a lo largo de un año en funcionamiento.

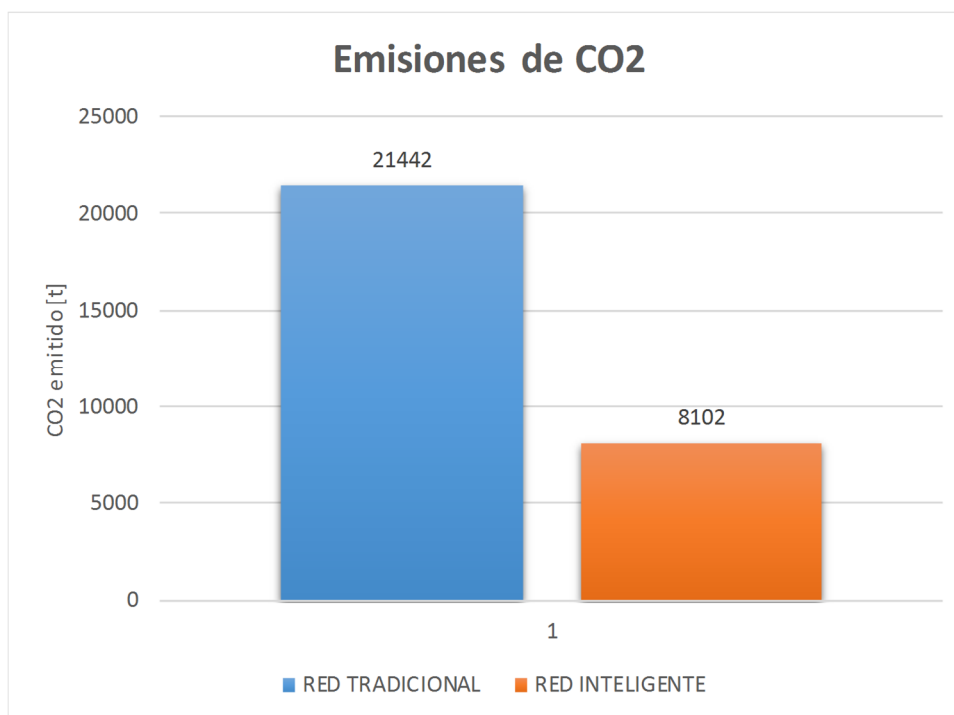


Gráfico 16. Comparación emisiones CO₂ anuales.

4.9. CONCLUSIÓN.

Como conclusión al caso práctico se puede afirmar que se ha obtenido una red inteligente en un entorno urbano a partir de una red ya existente y siguiendo todos los pasos que se describen en la metodología desarrollada. Dicha red inteligente responde a las necesidades de energía que se han modelado, a través de dos sistemas de generación de energía: por un lado, una planta de generación que cubre los niveles mínimos de energía eléctrica, y por otro lado, un sistema compuesto por placas fotovoltaicas, que responden al esquema de generación distribuida y que se encarga de adaptar la generación de energía a la forma de la curva de la demanda. El proceso de casación de la energía se realiza mediante almacenamiento distribuido que puede venir a partir de baterías instaladas con este fin o baterías de coches eléctricos. Se han descrito las distintas reformas necesarias en la red y los roles que deben desempeñar cada uno de los agentes que componen la red inteligente. Finalmente, se ha completado el diseño de la red inteligente validándola en aspectos técnicos, económicos y medioambientales. Los resultados de las validaciones seguidas muestran resultados favorables a la red inteligente: los aspectos técnicos cubren las necesidades del sistema; la validación económica muestra un VAN de 64.046.70,31 € y un TIR del 21,74 %, siendo indicadores muy favorables; y el resultado medioambiental muestra una reducción de las emisiones anuales de CO₂ en 13.340 toneladas.

5. CONCLUSIÓN.

5.1. SÍNTESIS DEL TRABAJO.

Actualmente existe un crecimiento continuado de población en un planeta con recursos limitados y donde la mayoría de la población se encuentra agrupada en ciudades. Por consiguiente, existe una necesidad de adoptar nuevas medidas con el fin de evolucionar de los modelos de ciudad actuales hacia lo que se entiende por “ciudades inteligentes”. Las redes inteligentes se muestran como una alternativa al modelo eléctrico tradicional, para abarcar este fin. Una de las principales características de las redes inteligentes es el uso de las tecnologías de la comunicación y facilitar el uso de las energías renovables en un esquema de generación y almacenamiento distribuido. Por ello, las redes inteligentes sirven como vía para cumplir los objetivos medioambientales.

En la revisión que se ha realizado dentro del ámbito de las redes inteligentes, se han definido: las características de las redes inteligentes, los agentes que intervienen, las técnicas de gestión de la energía y las tecnologías de la comunicación aplicables.

La metodología desarrollada permite reformar una red eléctrica existente y acomodarla a la arquitectura de las redes inteligentes. Dicha metodología desde distintos criterios de selección de la red a reformar, hasta criterios de validación técnica, económica y medioambiental. La metodología desarrollada permite el modelado de las necesidades de energía en el entorno elegido según los escenarios que se hayan establecido. Además, se ha propuesto un esquema para abastecer dicha demanda compuesto por una planta de generación continua de energía, que cubre un nivel mínimo de demanda eléctrica, y un sistema de generación distribuido compuesto por placas fotovoltaicas, cuya generación de energía se ajusta a la variación de la demanda a lo largo del día. Para casar perfectamente la demanda con la generación se ha propuesto, un sistema de almacenamiento distribuido compuesto, bien por baterías específicas para este fin, o bien, aprovechar las baterías de los coches eléctricos. De este modo, se consigue minimizar los intercambios de energía con la red de transporte. Definido los medios para cubrir la demanda, se establece la reforma que se ha de realizar en la red eléctrica existente, los sistemas de comunicación a instalar y los roles de los agentes que intervienen en el sistema, para completar el diseño de la red inteligente.

Para validar la metodología propuesta, se establece un caso de aplicación en el municipio de Massamagrell. Aplicando los distintos criterios de la metodología, se han establecidos escenarios para la consecución de la red inteligente, determinado la demanda de energía eléctrica y se ha diseñado el sistema de generación especificado en la metodología. Se ha realizado una valoración de las medidas a adoptar en la reforma de la red inteligente y se han especificado los roles que han de desempeñar cada uno de los agentes que intervienen en el sistema. Finalmente, se ha validado la red inteligente diseñada en el aspecto técnico, económico y medioambiental, siendo el resultado favorable, quedando validado la metodología y la red

inteligente diseñada. La instalación ha quedado valida en el ámbito técnico al ser capaz de abastecer la necesidad de demanda en la zona implantando un sistema de generación y almacenamiento distribuido. Respecto al ámbito económico, sus resultados han dado como valor actual neto 64.046.470,31 €, siendo mayor que la inversión inicial, y una tasa interna de retorno del 21,74 %. Ambos valores reflejan que la instalación es rentable en el ámbito económico. Por último, en la validación medioambiental se muestra que se produce una reducción en las emisiones de CO₂ en una cantidad total de 13.340 toneladas anuales.

5.2. FUTURAS VÍAS DE ESTUDIO.

La metodología diseñada sirve como vía para transformar redes eléctricas existentes en entornos urbanos a redes inteligentes. En el caso de ser necesario el diseño de una red inteligente desde cero, la metodología propuesta no se ajustaría completamente a los requisitos impuestos por este nuevo caso. Una posible vía de estudio es la generación de una metodología que abarque este nuevo caso y lo incorpore a la metodología propuesta o generar una nueva contemplando ambos casos.

Por otro lado, otra nueva vía de estudio sería comprobar la validez de esta metodología en distintas redes con características diferentes. Por ejemplo, distinta cantidad de usuarios de la red, distinto tipo de usuario (incluyendo grandes consumidores, cómo afecta el clima en el diseño de una red inteligente o distinto tipo de red en estudio (redes urbanas de menor tamaño, microrredes, o de mayor tamaño, influencia entre municipios).

6. BIBLIOGRAFÍA.

- [1] H. Kumar, M. S. Kumar, M. Gupta y J. Madaan, «Moving towards smart cities: Solutions that lead to the Smart City Transformation Framework,» *Technological Forecasting & Social Change*, 2018.
- [2] J. Rodríguez García, M. Alcázar Ortega y J. Carbonell Carretero, Análisis para la implementación de Redes Inteligentes en Ecuador, Ecuador: C.A.B., 2016.
- [3] United Nations, «Department of economics and social affairs,» 21 06 2017. [En línea]. Available: <https://www.un.org/development/desa/en/news/population/world-population-prospects-2017.html>. [Último acceso: 5 mayo 2018].
- [4] H. Farhangi, «The path of the smart grid,» *IEEE power & energy magazine*, pp. 18-28, enero/febrero 2010.
- [5] Boletín Oficial del Estado, Nº13645, Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, Madrid, 2013.
- [6] R. 337/2014, *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 01 a 23.*, Madrid, Madrid: Boletín Oficial del Estado, 2014.
- [7] G. Vehbi C., D. Sahin, T. Kocak, S. Ergüt, C. Buccella, C. Cecati y G. P. Hancke, «Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards,» *IEEE Transactions on Industrial Informatics Vol.7 Nª4*, pp. 529-539, 2011.
- [8] Z. Guo, K. Zhou, C. Zhang, X. Lu, W. Chen y S. Yang, «Residential electricity consumption behavior: Influencing factors, related theories and intervention strategies.,» *ScienceDirect*, nº 81, pp. 399-412, 2018.

- [9] Ministerio de la presidencia y para las administraciones territoriales, «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.» de *Boletín Oficial del Estado*, Madrid, 2017, pp. 45988-46040.
- [10] M. Javad Kasaei, M. Gamdomkar y J. Nikoukar, «Optimal management of renewable energy sources by virtual power plant,» *Renewable Energy*, nº 144, pp. 1180-1188, 2017.
- [11] Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea, Directiva 2012/27/UE, Bruselas: Diario Oficial de la Unión Europea, 2012.
- [12] Red Eléctrica de España, «Sala de prensa,» 6 mayo 2013. [En línea]. Available: <http://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/finaliza-el-proyecto-agrega-sobre-gestion-de-la-demanda-electrica-de-pymes-industriales-pais-vasco>.
- [13] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, «CNMC,» 18 abril 2018. [En línea]. Available: <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-electrico>.
- [14] OMIE, «Mercado electricidad,» 20 abril 2018. [En línea]. Available: <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad>.
- [15] Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. Secretaría de Estado de Energía., «Estadísticas y Balances Energéticos,» 21 abril 2018. [En línea]. Available: <http://www.minetad.gob.es/energia/balances/Publicaciones/ElectricasAnuales/Paginas/Electricas-Anuales2016-2018.aspx>.
- [16] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, «Estudios, informes y estadísticas,» 21 abril 2018. [En línea]. Available: <http://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/estudios-informes-y-publicaciones>.
- [17] IDAE, «Documentos IDAE,» 21 abril 2018. [En línea]. Available: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Documentacion_Basica_Residencial_Unido_c93da537.pdf.
- [18] L. F. Cabeza, D. Üрге-Vorsatz, A. Palacios, D. Üрге y S. Serrano, «Trends in penetration and ownership of household appliances,» *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, nº 82, pp. 4044-4059, 2018.
- [19] J. Peças Lopes, F. Joel Soares y P. Rocha Almeida, «Integration of Electric Vehicles in the Electric Power System,» *IEEE*, vol. 99, pp. 168-183, 2010.

- [20] T. Yang, X. Xu, Q. Guo, L. Zhang y H. Sun, «EV charging behaviour analysis and modelling based on mobile crowdsensing data.,» *IET Journals*, pp. 1683-1691, 2017.
- [21] AEDIVE, «Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso del Vehículo Eléctrico,» 2018. [En línea]. Available: <http://aedive.es/category/noticias/>.
- [22] J. Martínez-Lao, F. G. Montoya, M. G. Montoya y F. Manzano-Agugliaro, «Electric vehicles in Spain: An overview of charging systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nº 77, pp. 970-983, 2017.
- [23] Ministerio de industria, energía y turismo, «ITC-BT 52, Instalaciones con fines especiales. Infraestructura para la recarga de vehículos eléctricos,» de *Reglamento electrotécnico de baja tensión*, Madrid, Boletín Oficial del Estado, 2017, pp. 107459-107481.
- [24] S. Kakran y S. Chanana, «Smart operations of smart grids integrated with distributed generation: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nº 81, pp. 524-535, 2018.
- [25] C. W. Gellings, «The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 73, nº 10, pp. 1468-1470, 1985.
- [26] REE, «Demanda de energía eléctrica en tiempo real,» 30 04 2018. [En línea]. Available: <https://demanda.ree.es/demanda.html>.
- [27] R. Zafar, A. Mahmood, S. Razzaq, W. Ali y U. Naeem, «Prosumer based energy management and sharing in smart grid,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nº 62, pp. 1675-1684, 2018.
- [28] J. M. Cansino, R. Román y M. J. Colinet, «Two smart energy management models for the Spanish electricity system,» *Utilites Policy*, nº 50, pp. 60-72, 2018.
- [29] L. S. Azuara Grande, I. Yahyaoui y S. Arnaltes Gómez, «Energetic, economic and environmental viability of off-grid PV-BESS for charging electric vehicles: Case study of Spain.,» *Sustainable Cities and Society*, nº 37, pp. 519-529, 2018.
- [30] M. Ghamesi Damavandi, J. R. Martí y V. Krishnamurthy, «A methodology for optimal distribute storage planning in smart distribution grids,» *Measurement*, nº 115, pp. 152-161, 2018.
- [31] K. Mahmud, G. E. Town, S. Morsalin y M. Hossain, «Integration of electric vehicles and management in the internet of energy,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nº 82, pp. 4179-4203, 2018.

- [32] G. Vehbi C., D. Sahin, T. Kocak, S. Ergütt, C. Buccella, C. Cecati y H. Gerhard, «Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards,» *IEEE*, pp. 529-539, 2011.
- [33] Gobierno de España. Ministerio de Fomento, Documento Básico de Seguridad Estructural, Madrid: Código Técnico de la Edificación, 2009.
- [34] Z. Adbin, C. Webb y E. Gray, «Simulation of large photovoltaic arrays,» *Solar Energy*, nº 161, pp. 163-179, 2018.
- [35] Gobierno de España, «Orden IET/290/2012, de 16 de febrero, por la que se modifica la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008 en lo relativo al plan de sustitución de contadores.,» Madrid, Boletín Oficial del Estado, 2012, pp. 15210-15212.
- [36] Ministerio para la transición ecológica, «Sede electrónica del Ministerio - PRETOR,» Gobierno de España, [En línea]. Available: [https://sedeaplicaciones.minetur.gob.es/Pretor/\(S\(wbyutm1be0esq1x4c25alhm\)\)/Vista/Informes/InformesInstalaciones.aspx](https://sedeaplicaciones.minetur.gob.es/Pretor/(S(wbyutm1be0esq1x4c25alhm))/Vista/Informes/InformesInstalaciones.aspx). [Último acceso: 09 julio 2018].
- [37] W. Peishi, M. Xiaoming, J. Jumping y M. Yunrong, «Review on life cycle assessment of greenhouse gas emission profit of solar photovoltaic systems,» de *The 8th International Conference on Applied Energy – ICAE2016*, Beijing, 2017.
- [38] V. Kazulis, H. Vigants, I. Veidenbergs y D. Blumberga, «Biomass and natural gas co-firing - evaluation of GHG emissions,» *Energy Procedia*, nº 147, pp. 558-565, 2018.
- [39] International Energy Agency, Energy Policies of IEA Countries - Spain 2015 Review, París: IEA Publications, 2015.
- [40] Comisión europea, «Comisión europea, Políticas, información y servicios,» 08 04 2018. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_es.
- [41] OMIE, «Introducción OMIE,» 20 abril 2018. [En línea]. Available: <http://www.omie.es/inicio>.
- [42] Ministerio de Asuntos Exteriores y de Cooperación, Convenio Internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, Madrid: BOE, 2006.
- [43] Comisión Europea, «Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050,» Diario Oficial de la Unión Europea, Bruselas, 2011.

- [44] K. D. S. Gregorio, S. D. S. Giuseppe, M. R. Machado y M. S. Antonio, «Active demand side management for households in smart grids using optimization and artificial intelligence,» *Measurement*, pp. 152-161, 2017.
- [45] Ministerio de la presidencia e igualdad, *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*, Madrid: Boletín Oficial del Estado, 2014.
- [46] M. Dubarry, A. Devie y K. McKenzie, «Durability and reliability of electric vehicle batteries under electric utility grid operations: Bidirectional charging impact analysis,» *Journal of Power Sources*, nº 358, pp. 39-49, 2017.
- [47] M. Hermant Dhend y R. Hari Chile, «Fault Diagnosis Methodology in Smart Grid with Distributed Energy Generation,» de *5th International Conference on Renewable Energy Research and Applications*, Birmingham, 2016.
- [48] Y. Xu, C.-C. Liu, K. P. Scheider, F. K. Tuffner y D. T. Ton, «Microgrids for Service Restoration to Critical Load in a Resilient Distribution System,» *Transactions on smart grids*, vol. 9, pp. 426-437, 2018.
- [49] Y. M. Barbosa, d. S. Julio A.M., S. d. O. Junior y E. A. Torres, «Performance assessment of primary petroleum production cogeneration plants,» *Energy*, nº 160, pp. 233-244, 2018.
- [50] M. Yilmaz y P. T. Krein, «Review of Battery Charger Topologies, Charging Power Levels, and Infrastructure for Plug-In Electric and Hybrid Vehicles,» *IEEE Transactions on power electronics*, Vol.28, Nº5, pp. 2151-2169, 2012.

PRESUPUESTO

PRESUPUESTO

NECESIDAD DEL PRESUPUESTO

Uno de los objetivos del TFM es valorar económicamente el trabajo realizado, por ello es necesario realizar un presupuesto de este. Por consiguiente, se presenta a continuación un presupuesto completo de las actuaciones a realizar en el sistema eléctrico, así como, el detalle de las mediciones utilizadas en el capítulo de CASO DE APLICACIÓN: SUBRED ELÉCTRICA URBANA EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE MASSAMAGRELL. El presupuesto está estructurado en hojas de precios descompuestos, mediciones, un resumen de las partidas y la valoración final de la obra.

Posteriormente, se anexa una valoración económica del coste de realización del estudio








CUADRO DE PRECIOS DESCOMPUESTOS

1.0 CAPÍTULO 1. INSTALACIÓN DE EQUIPOS Y RFORMAS DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

 1.1 **Aumento de número de celdas con función de línea en CT existente.**

Suministro e instalación de grupo de celdas de media tensión compactas no extensibles de aislamiento en SF6 para CT hasta 24 kV , con aumento de una función de línea respecto al conjunto de celdas existentes, según RAT. Se incluye el desmontaje y achatarramiento de celdas existentes sean del tipo de corte al aire o con envolvente y traslado a almacén o vertedero especializado, trabajos de albañilería y obra necesario, mano de obra, maquinaria, pequeño material y medios auxiliares.









u

	<i>Código</i>	<i>Ud.</i>	<i>Descripción</i>	<i>Precio</i>	<i>Medición</i>	<i>Importe</i>
	MOO1E	h	Oficial 1ª electricidad	18,84 €	8	150,72 €
	MOEE	h	Especialista electricidad	16,02 €	8	128,16 €
	MOPOC	h	Peón ordinario construcción	15,15 €	8	121,20 €
	MGA1	h	Grúa autopropulsada 12T	57,33 €	1	57,33 €
	MCMT	u	Celdas de MT	5.000,00 €	1	5.000,00 €
	PTAOC	%	Trabajos de albañilería y obra civil	0,15	5457,4	818,61 €
	COSIND	%	Costes indirectos	0,02	6276,0	125,52 €
Total						6.401,54 €

 1.2 **Instalación de transformador 20/0,42 kV**

Suministro e instalación de transformador de tensión de 20/0,42 kV, con potencia 630 kVA, en edificio prefabricado o de otros usos existente, según RAT. Se incluye el desmontaje y traslado a almacén o vetedero especializado de transformador en caso de sustitución, sustitución de celdas con aumento de nueva función de protección, trabajos de albañilería y obra necesario, mano de obra, maquinaria, pequeño material y medios auxiliares.

u

	<i>Código</i>	<i>Ud.</i>	<i>Descripción</i>	<i>Precio</i>	<i>Medición</i>	<i>Importe</i>
	MOO1E	h	Oficial 1ª electricidad	18,84 €	8	150,72 €
	MOEE	h	Especialista electricidad	16,02 €	8	128,16 €
	MOPOC	h	Peón ordinario construcción	15,15 €	4	60,60 €
	MGA1	h	Grúa autopropulsada 12T	57,33 €	1	57,33 €
	MCMT	u	Celdas de MT	5.000,00 €	1	5.000,00 €
	MTRAFO	u	Trafo 20/0,42 kV y 630 kVA	6.000,00 €	1	6.000,00 €
	PTAOC	%	Trabajos de albañilería y obra civil	0,15	11396,8	1.709,52 €
	COSIND	%	Costes indirectos	0,02	13106,3	262,13 €
Total						13.368,46 €





CUADRO DE PRECIOS DESCOMPUESTOS

1.3

Instalación de sistemas de comunicación en CT

Instalación de sistemas y equipos de comunicación en centro de transformación existente, según especificaciones de proyecto. Se incluye mano de obra, maquinaria, pequeño material y medios auxiliares.

u

	<i>Código</i>	<i>Ud.</i>	<i>Descripción</i>	<i>Precio</i>	<i>Medición</i>	<i>Importe</i>
	MOO1E	h	Oficial 1ª electricidad	18,84 €	4	75,36 €
	MOEE	h	Especialista electricidad	16,02 €	4	64,08 €
	MCCT	u	Equipo comunicación CT	1.300,00 €	1	1.300,00 €
	COSIND	%	Costes indirectos	0,02	1439,4	28,79 €
Total						1.468,23 €

2.0

CAPÍTULO 2. REFORMA LÍNEAS MEDIA TENSIÓN

Código

Descripción

Medición

Precio














Importe

1.1

Canalización entubada para líneas de MT y telecomunicaciones.

Ejecución de canalización entubada para líneas de media tensión con tubo de plástico de 160 ø corrugado por el exterior y liso en el interior, y tetratubo de telecomunicaciones, mediante medios manuales. Se incluye el movimiento de tierras con el correspondiente acopio y traslado a vertedero autorizado, asiento de los tubos (hormigón o arena), relleno de zanja, separadores, cinta señalizadora, reposición según el material inicial, arquetas prefabricadas con tapa y marco y empalmes. Se incluye mano de obra, maquinaria, pequeño material y medios auxiliares.

m





	<i>Código</i>	<i>Ud.</i>	<i>Descripción</i>	<i>Precio</i>	<i>Medición</i>	<i>Importe</i>
	MOO1E	h	Oficial 1ª electricidad	18,84 €	0,18	3,39 €
	MOEE	h	Especialista electricidad	16,02 €	0,18	2,88 €
	MOO1C	h	Oficial 1ª construcción	18,14 €	0,7	12,70 €
	MOPOC	h	Peón ordinario construcción	15,15 €	1,55	23,48 €
	MTR160	m	Tubo rojo doble pared 160 ø	2,14 €	2,1	4,49 €
	MMD40	m	Multiducto MMT 4x40	1,45 €	4,2	6,09 €
	MCSÑ	m	Cinta señalizadora de cable eléctrico	0,22 €	1,05	0,23 €
	MREP	m	Reposición zanja baldos/asfalto	25,00 €	1,05	26,25 €
	MAPH1	u	Arqueta prefabricada hormigón 1x1x1	125,00 €	0,015	1,88 €
	MMA	u	Marco arqueta con logo compañía	36,00 €	0,015	0,54 €
	MTA	u	Tapa arqueta con logo compañía	70,00 €	0,015	1,05 €
	MGA1	h	Grúa autopropulsada 12T	57,33 €	0,02	1,15 €
	COSIND	%	Costes indirectos	0,02	84,1	1,68 €
Total						85,81 €

CUADRO DE PRECIOS DESCOMPUESTOS

2.2 Tendido cable 3x240 mm2 Al 12/24 kV

Tendido de metro lineal de tres cables de 240 mm2 de aluminio con aislamiento de HEPRZ1 12/40 kV, en canalización entubada (sin incluir). Se incluye empalmes de continuidad y con cables de distinto tipo, sellado de tubos y terminaciones interiores y exteriores. Se incluye el acopio de material, mano obra, maquinaria, pequeño material y medios auxiliares.




m

	<i>Código</i>	<i>Ud.</i>	<i>Descripción</i>	<i>Precio</i>	<i>Medición</i>	<i>Importe</i>
	MOO1E	h	Oficial 1ª electricidad	18,84 €	0,2	3,77 €
	MOEE	h	Especialista electricidad	16,02 €	0,2	3,20 €
	MCMT240	m	Cable rígido Al 240 mm2 12/24 kV	8,00 €	3,15	25,20 €
	MEMT	u	Empalme 3xgenérico o 1xmixto MT	360,00 €	0,01	3,60 €
%	COSIND	%	Costes indirectos	0,02	35,8	0,72 €
Total						36,49 €

2.3 Tendido cable comunicaciones

Tendido de metro lineal de cable de telecomunicaciones, en canalización entubada (sin incluir). Se incluye conexiones y empalmes, sellado de tubos y terminaciones interiores. Se incluye el acopio de material, mano obra, maquinaria, pequeño material y medios auxiliares.

m




	<i>Código</i>	<i>Ud.</i>	<i>Descripción</i>	<i>Precio</i>	<i>Medición</i>	<i>Importe</i>
	MOO1T	h	Oficial 1ª telecomunicaciones	18,84 €	0,02	0,38 €
	MOO2T	h	Oficial 2ª telecomunicaciones	18,84 €	0,02	0,38 €
	MCTELE	m	Cable de telecomunicaciones	2,00 €	1,15	2,30 €
%	COSIND	%	Costes indirectos	0,02	3,1	0,06 €
Total						3,11 €

3.0 CAPÍTULO 3. REFORMA LÍNEAS BAJA TENSIÓN

	<i>Código</i>	<i>Descripción</i>	<i>Medición</i>	<i>Precio</i>	<i>Importe</i>
3.1		Desmontaje de línea aérea de baja tensión.			

Desmontaje de un metro de línea aérea trenzada o de conductor desnudo, posado en fachada o entre postes o posteletes. Incluye el desmontaje de cualquier sección conductor, acopio de material, gestión de residuos y traslado a vertedero autorizado. Se incluye la mano de obra, herramientas, material y medios auxiliares.

m

	<i>Código</i>	<i>Ud.</i>	<i>Descripción</i>	<i>Precio</i>	<i>Medición</i>	<i>Importe</i>
	MOPOE	h	Peón ordinario electricidad	15,30 €	0,02	0,31 €
	MOEE	h	Especialista electricidad	16,02 €	0,005	0,08 €
	PGR	€	Gestión de Residuos	1,00 €	0,01	0,01 €
%	COSIND	%	Costes indirectos	0,02	0,4	0,01 €
Total						0,40 €

CUADRO DE PRECIOS DESCOMPUESTOS



3.2

Canalización entubada para líneas de BT y telecomunicaciones.

Ejecución de canalización entubada para líneas de baja tensión con tubo de plástico de 160 Ø corrugado por el exterior y liso en el interior, y tetratubo de telecomunicaciones, mediante medios manuales. Se incluye el movimiento de tierras con el correspondiente acopio y traslado a vertedero autorizado, asiento de los tubos (hormigón o arena), relleno de zanja, separadores, cinta señalizadora, reposición según el material inicial, arquetas prefabricadas con tapa y marco y empalmes. Se incluye mano de obra, maquinaria, pequeño material y medios auxiliares.

m

	<i>Código</i>	<i>Ud.</i>	<i>Descripción</i>	<i>Precio</i>	<i>Medición</i>	<i>Importe</i>
	MOO1E	h	Oficial 1ª electricidad	18,84 €	0,18	3,39 €
	MOEE	h	Especialista electricidad	16,02 €	0,18	2,88 €
	MOO1C	h	Oficial 1ª construcción	18,14 €	0,7	12,70 €
	MOPOC	h	Peón ordinario construcción	15,15 €	1,55	23,48 €
	MTR160	m	Tubo rojo doble pared 160 Ø	2,14 €	2,1	4,49 €
	MMD40	m	Multiducto MMT 4x40	1,45 €	4,2	6,09 €
	MCSÑ	m	Cinta señalizadora de cable eléctrico	0,22 €	1,05	0,23 €
	MREP	m	Reposición zanja baldos/asfalto	25,00 €	1,1	27,50 €
	MCT		Excavación auxiliar/calicata 1m			
		m2	profundidad	150,00 €	0,015	2,25 €
	MGA1	h	Grúa autopropulsada 12T	57,33 €	0,02	1,15 €
	COSIND	%	Costes indirectos	0,02	84,2	1,68 €
Total						85,85 €



3.3

Tendido cable 3x240 mm2 Al 0,6/1 kV

Tendido de metro lineal de tres cables de 240 mm2 de aluminio con aislamiento de HEPRZ1 12/40 kV, en canalización entubada (sin incluir). Se incluye empalmes de continuidad y con cables de distinto tipo, sellado de tubos y terminaciones interiores y exteriores. Se incluye el acopio de material, mano obra, maquinaria, pequeño material y medios auxiliares.

m




	<i>Código</i>	<i>Ud.</i>	<i>Descripción</i>	<i>Precio</i>	<i>Medición</i>	<i>Importe</i>
	MOO1E	h	Oficial 1ª electricidad	18,84 €	0,2	3,77 €
	MOEE	h	Especialista electricidad	16,02 €	0,2	3,20 €
	MCBT240	m	Cable rígido Al 240 mm2 0,6/1 kV	5,00 €	3,15	15,75 €
	MEBT	u	Empalme 3xgenérico o 1xmixto bt	270,00 €	0,01	2,70 €
	COSIND	%	Costes indirectos	0,02	25,4	0,51 €
Total						25,93 €

CUADRO DE PRECIOS DESCOMPUESTOS

3.4 Tendido cable comunicaciones

Tendido de metro lineal de cable de telecomunicaciones, en canalización entubada (sin incluir). Se incluye conexiones y empalmes, sellado de tubos y terminaciones interiores, ensayos y línea apta para el servicio. Se incluye el acopio de material, mano obra, maquinaria, pequeño material y medios auxiliares.

m








	<i>Código</i>	<i>Ud.</i>	<i>Descripción</i>	<i>Precio</i>	<i>Medición</i>	<i>Importe</i>
	MOO1T	h	Oficial 1ª telecomunicaciones	18,84 €	0,02	0,38 €
	MOO2T	h	Oficial 2ª telecomunicaciones	18,84 €	0,02	0,38 €
	MCTELE	m	Cable de telecomunicaciones	2,00 €	1,15	2,30 €
%	COSIND	%	Costes indirectos	0,02	3,1	0,06 €
Total						3,11 €

4.0 CAPÍTULO 4. INSTALACIONES PARTICULARES

4.1 Instalación de m2 de panel fotovoltaico

Instalación de módulo fotovoltaico policristalino de alto rendimiento, clase II y grado de protección IP65, con 300 Wp de potencia, tensión 24V, cualificado por el CIEMAT u otro laboratorio acreditado y conforme a las especificaciones UNE-EN61215:1997; totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento según DB HE-5 del CTE. Se incluye la conexión y equipos necesarios con la instalación particular de la vivienda. Se incluye mano de obra, material y medios auxiliares.

m2






	<i>Código</i>	<i>Ud.</i>	<i>Descripción</i>	<i>Precio</i>	<i>Medición</i>	<i>Importe</i>
	MOO1E	h	Oficial 1ª electricidad	18,84 €	0,7	13,19 €
	MOEE	h	Especialista electricidad	16,02 €	0,5	8,01 €
	MOO1C	h	Oficial 1ª construcción	18,14 €	0,6	10,88 €
	MMFV		Mod fotovoltaico policristalino 24V			
		m2	300Wp	242,00 €	0,5	121,00 €
	MIMR	u	Inversor monofásico a red 4000 W	1.002,50 €	0,25	250,63 €
	MREGC	u	Regulador de carga 30A 24V	89,50 €	0,25	22,38 €
	MESFV		Estructura galvanizada panel			
		u	fotovoltaico	390,00 €	0,5	195,00 €
%	COSIND	%	Costes indirectos	0,02	621,1	12,42 €
Total						633,50 €

CUADRO DE PRECIOS DESCOMPUESTOS

4.2 Instalación de conexión de coche eléctrico

Ejecución de una instalación de enlace de conexión de coche eléctrico con la red doméstica de una vivienda o piso, verificada y en funcionamiento, según se indica en el REBT ITC-52. Se incluye material, equipos, mano de obra, pequeño material y medios auxiliares.




u

	<i>Código</i>	<i>Ud.</i>	<i>Descripción</i>	<i>Precio</i>	<i>Medición</i>	<i>Importe</i>
	MOO1E	h	Oficial 1ª electricidad	18,84 €	8	150,72 €
	MOEE	h	Especialista electricidad	16,02 €	2	32,04 €
	MECCE	u	Estación de carga	605,00 €	1	605,00 €
	MCCU16	m	Cable Cu 16 mm2 flexible	2,14 €	40	85,60 €
	MCSEC	u	Contador secundario	110,00 €	1	110,00 €
			Total			983,36 €

4.3 Intalación de contador inteligente.

Instalación de contador inteligente digital con función de telemedida y telemando, totalmente instalado y en correcto funcionamiento, según REBT. Se incluye mano de obra, achatarramiento de antiguo contador, mano de obra, pequeño material y medios auxiliares.

u


	<i>Código</i>	<i>Ud.</i>	<i>Descripción</i>	<i>Precio</i>	<i>Medición</i>	<i>Importe</i>
	MOO1E	h	Oficial 1ª electricidad	18,84 €	0,5	9,42 €
	MCPRI	u	Contador digital telemando/telemedida	180,00 €	1	180,00 €
	COSIND	%	Costes indirectos	0,02	189,4	3,79 €
			Total			193,21 €

5.0 CAPÍTULO 5. PLANTA DE BIOMASA

<i>Código</i>	<i>Descripción</i>	<i>Medición</i>	<i>Precio</i>	<i>Importe</i>
5.1	Planta de biomasa			

Proyecto de planta de biomasa ciclo combinado llave en mano, de 9MW de potencia nominal instalado, con combustible de Gas Natural, preparado y puesta en marcha.

u

	<i>Código</i>	<i>Ud.</i>	<i>Descripción</i>	<i>Precio</i>	<i>Medición</i>	<i>Importe</i>
	PCCOG	u	Planta cogeneración 9 MW	1,00 €	9000000	9.000.000,00 €
			Total			9.000.000,00 €

CUADRO DE MEDICIONES

Código	Ud.	Descripción	Medición
1.0		CAPÍTULO 1. INSTALACIÓN DE EQUIPOS Y RFORMAS DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	
<input type="checkbox"/> 1.1		Aumento de número de celdas con función de línea en CT existente. Suministro e instalación de grupo de celdas de media tensión compactas no extensibles de aislamiento en SF6 para CT hasta 24 kV , con aumento de una función de línea respecto al conjunto de celdas existentes, según RAT. Se incluye el desmontaje y achatarramiento de celdas existentes sean del tipo de corte al aire o con envolvente y traslado a almacén o vertedero especializado, trabajos de albañilería y obra necesario, mano de obra, maquinaria, pequeño material y medios auxiliares.	
	u		25,00
<input type="checkbox"/> 1.2		Instalación de transformador 20/0,42 kV Suministro e instalación de transformador de tensión de 20/0,42 kV, con potencia 630 kVA, en edificio prefabricado o de otros usos existente, según RAT. Se incluye el desmontaje y traslado a almacén o vetedero especializado de transformador en caso de sustitución, sustitución de celdas con aumento de nueva función de protección, trabajos de albañilería y obra necesario, mano de obra, maquinaria, pequeño material y medios auxiliares.	
	u		25,00
<input type="checkbox"/> 1.3		Instalación de sistemas de comunciación en CT Instalación de sistemas y equipos de comunicación en centro de transformación existente, según especificaciones de proyecto. Se incluye mano de obra, maquinaria, pequeño material y medios auxiliares.	
	u		68,00
2.0		CAPÍTULO 2. REFORMA LÍNEAS MEDIA TENSIÓN	
<input type="checkbox"/> 2.1		Canalización entubada para líneas de MT y telecomunicaciones. Ejecución de canalización entubada para líneas de media tensión con tubo de plástico de 160 Ø corrugado por el exterior y liso en el interior, y tetratubo de telecomunicaciones, mediante medios manuales. Se incluye el movimiento de tierras con el correspondiente acopio y traslado a vertedero autorizado, asiento de los tubos (hormigón o arena), relleno de zanja, separadores, cinta señalizadora, reposición según el material inicial, arquetas prefabricadas con tapa y marco y empalmes. Se incluye mano de obra, maquinaria, pequeño material y medios auxiliares.	
	m		700

CUADRO DE MEDICIONES

Código	Ud.	Descripción	Medición
<input type="checkbox"/> 2.2		<p>Tendido cable 3x240 mm² Al 12/40 kV</p> <p>Tendido de metro lineal de tres cables de 240 mm² de aluminio con aislamiento de HEPRZ1 12/40 kV, en canalización entubada (sin incluir). Se incluye empalmes de continuidad y con cables de distinto tipo, sellado de tubos y terminaciones interiores y exteriores. Se incluye el acopio de material, mano obra, maquinaria, pequeño material y medios auxiliares.</p>	
	m		45.165,00
<input type="checkbox"/> 2.3		<p>Tendido cable comunicaciones</p> <p>Tendido de metro lineal de cable de telecomunicaciones, en canalización entubada (sin incluir). Se incluye conexiones y empalmes, sellado de tubos y terminaciones interiores. Se incluye el acopio de material, mano obra, maquinaria, pequeño material y medios auxiliares.</p>	
	m		13.170,00
3.0		CAPÍTULO 3. REFORMA LÍNEAS BAJA TENSIÓN	
<input type="checkbox"/> 3.1		<p>Desmontaje de línea aérea de baja tensión.</p> <p>Desmontaje de un metro de línea aérea trenzada o de conductor desnudo, posado en fachada o entre postes o posteletes. Incluye el desmontaje de cualquier sección conductor, acopio de material, gestión de residuos y traslado a vertedero autorizado. Se incluye la mano de obra, herramientas, material y medios auxiliares.</p>	
	m		40.771,00
<input type="checkbox"/> 3.2		<p>Canalización entubada para líneas de BT y telecomunicaciones.</p> <p>Ejecución de canalización entubada para líneas de baja tensión con tubo de plástico de 160 Ø corrugado por el exterior y liso en el interior, y tetratubo de telecomunicaciones, mediante medios manuales. Se incluye el movimiento de tierras con el correspondiente acopio y traslado a vertedero autorizado, asiento de los tubos (hormigón o arena), relleno de zanja, separadores, cinta señalizadora, reposición según el material inicial, arquetas prefabricadas con tapa y marco y empalmes. Se incluye mano de obra, maquinaria, pequeño material y medios auxiliares.</p>	
	m		20.385,00

CUADRO DE MEDICIONES

Código	Ud.	Descripción	Medición
<input type="checkbox"/> 3.3		<p>Tendido cable 3x240 mm2 Al 12/40 kV</p> <p>Tendido de metro lineal de tres cables de 240 mm2 de aluminio con aislamiento de HEPRZ1 12/40 kV, en canalización entubada (sin incluir). Se incluye empalmes de continuidad y con cables de distinto tipo, sellado de tubos y terminaciones interiores y exteriores. Se incluye el acopio de material, mano obra, maquinaria, pequeño material y medios auxiliares.</p>	41.771,00
<input type="checkbox"/> 3.4	m	<p>Tendido cable comunicaciones</p> <p>Tendido de metro lineal de cable de telecomunicaciones, en canalización entubada (sin incluir). Se incluye conexiones y empalmes, sellado de tubos y terminaciones interiores, ensayos y línea apta para el servicio. Se incluye el acopio de material, mano obra, maquinaria, pequeño material y medios auxiliares.</p>	41.771,00
4.0		CAPÍTULO 4. INSTALACIONES PARTICULARES	
<input type="checkbox"/> 4.1	m2	<p>Instalación de m2 de panel fotovoltaico</p> <p>Instalación de módulo fotovoltaico policristalino de alto rendimiento, clase II y grado de protección IP65, con 300 Wp de potencia, tensión 24V, cualificado por el CIEMAT u otro laboratorio acreditado y conforme a las especificaciones UNE-EN61215:1997; totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento según DB HE-5 del CTE. Se incluye la conexión y equipos necesarios con la instalación particular de la vivienda. Se incluye mano de obra, material y medios auxiliares.</p>	3.000,00
<input type="checkbox"/> 4.2	u	<p>Instalación de conexión de coche eléctrico</p> <p>Ejecución de una instalación de enlace de conexión de coche eléctrico con la red doméstica de una vivienda o piso, verificada y en funcionamiento, según se indica en el REBT ITC-52. Se incluye material, equipos, mano de obra, pequeño material y medios auxiliares.</p>	1.000,00

CUADRO DE MEDICIONES

Código	Ud.	Descripción	Medición
<input type="checkbox"/> 4.3		Intalación de contador inteligente.	
	u	Instalación de contador inteligente digital con función de telemedida y telemando, totalmente instalado y en correcto funcionamiento, según REBT. Se incluye mano de obra, achatarramiento de antiguo contador, mano de obra, pequeño material y medios auxiliares.	6.140,00
5.0		CAPÍTULO 5. PLANTA DE BIOMASA	
<input type="checkbox"/> 5.1		Planta de biomasa	
		Proyecto de planta de biomasa ciclo combinado llave en mano, de 9MW de potencia nominal instalado, con combustible de Gas Natural, preparado y puesta en marcha.	1,00

RESUMEN PARTIDAS

Código	Descripción	Precio	Medición	Importe
1.0	CAPÍTULO 1. INSTALACIÓN DE EQUIPOS Y REFORMAS DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN			594.089,56 €
	Aumento de número de celdas con función de línea en CT existente.	6.401,54 €	25	160.038,55 €
1.1	Instalación de transformador 20/0,42 kV	13.368,46 €	25	334.211,45 €
1.2	Instalación de sistemas de comunciación en CT	1.468,23 €	68	99.839,56 €
1.3				
2.0	CAPÍTULO 2. REFORMA LÍNEAS MEDIA TENSIÓN			4.677.209,30 €
	Canalización entubada para líneas de MT y telecomunicaciones.	85,81 €	34822	2.988.233,84 €
2.1	Tendido cable 3x240 mm2 Al 12/40 kV	36,49 €	45165	1.647.955,23 €
2.2	Tendido cable comunicaciones	3,11 €	13170	41.020,23 €
2.3				
3.0	CAPÍTULO 3. REFORMA LÍNEAS BAJA TENSIÓN			2.979.772,86 €
	Desmontaje de línea aérea de baja tensión. Canalización entubada para líneas de BT y telecomunicaciones.	0,40 €	40771	16.472,38 €
3.1	Desmontaje de línea aérea de baja tensión.	0,40 €	40771	16.472,38 €
3.2	Canalización entubada para líneas de BT y telecomunicaciones.	85,85 €	20385	1.750.057,10 €
3.3	Tendido cable 3x240 mm2 Al 12/40 kV	25,93 €	41771	1.083.140,41 €
3.4	Tendido cable comunicaciones	3,11 €	41771	130.102,96 €
3.4				
4.0	CAPÍTULO 4. INSTALACIONES PARTICULARES			4.070.170,50 €
	Instalación de m2 de panel fotovoltaico	633,50 €	3000	1.900.510,92 €
4.1	Instalación de conexión de coche eléctrico	983,36 €	1000	983.360,00 €
4.2	Intalación de contador inteligente.	193,21 €	6140	1.186.299,58 €
4.3				
5.0	CAPÍTULO 5. PLANTA DE BIOMASA			9.000.000,00 €
5.1	Planta de biomasa	9.000.000,00 €	1	9.000.000,00 €

PRESUPUESTO

Código	Descripción	Precio
1.0	CAPÍTULO 1. INSTALACIÓN DE EQUIPOS Y RFORMAS DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	594.089,56 €
2.0	CAPÍTULO 2. REFORMA LÍNEAS MEDIA TENSIÓN	4.677.209,30 €
3.0	CAPÍTULO 3. REFORMA LÍNEAS BAJA TENSIÓN	2.979.772,86 €
4.0	CAPÍTULO 4. INSTALACIONES PARTICULARES	4.070.170,50 €
5.0	CAPÍTULO 5. PLANTA DE BIOMASA	9.000.000,00 €
	PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL	21.321.242,21 €
	13% gastos generales	2.771.761,49 €
	6% beneficio industrial	1.279.274,53 €
	TOTAL	25.372.278,23 €
	21% I.V.A	5.328.178,43 €
	PRESUPUESTO EJECUCIÓN POR CONTRATA	30.700.456,66 €

El presupuesto asciende a

TREINTA MILLONES SETECIENTOS MIL CUATROCIENTOS CINCUENTA Y SEIS EUROS CON SESENTA Y SEIS CÉNTIMOS

PRESUPUESTO INGENIERÍA



Concepto

ESTUDIO DE ADAPTABILIDAD DE UNA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN PARA SU RECONFIGURACIÓN BAJO LA ARQUITECTURA DE RED INTELIGENTE EN ENTORNOS URBANOS: APLICACIÓN A UNA SUBRED EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE MASSAMAGRELL

<i>Cód.</i>	<i>Descripción</i>	<i>Precio</i>	<i>Med.</i>	<i>Importe</i>
1. MO	Honorarios Ingeniero Técnico Industrial	27,07 €/h	300 h	8.121,00 €
2. MO	Seguriada social, grupo cotización 2	5,39 €/h	300 h	1.616,59 €
3. MAT	Amotización hardware	5,25 €/h	300 h	1.575,00 €
4. LIC	Autodesk Autocad	2 €/h	30 h	60,00 €

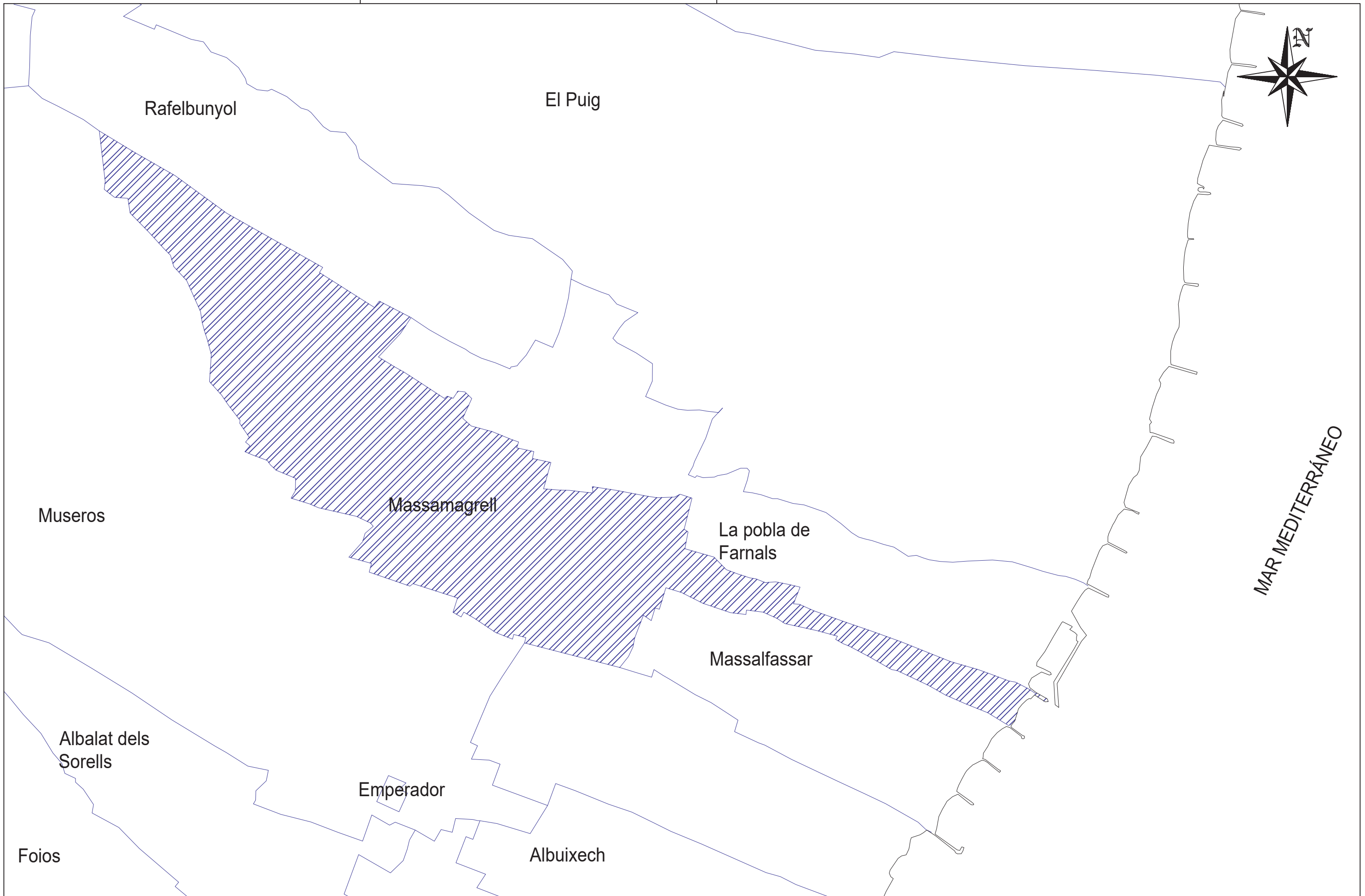
Subtotal	11.312,59 €
Gastos generales (13%)	1.470,64 €
Subtotal	12.783,22 €
I.V.A. (21%)	2.684,48 €
TOTAL	15.467,70 €



El presupuesto de redacción del proyecto asciende a **QUINCE MIL CUATROCIENTOS SESENTA Y SIETE EUROS CON SETENTA CÉNTIMOS**

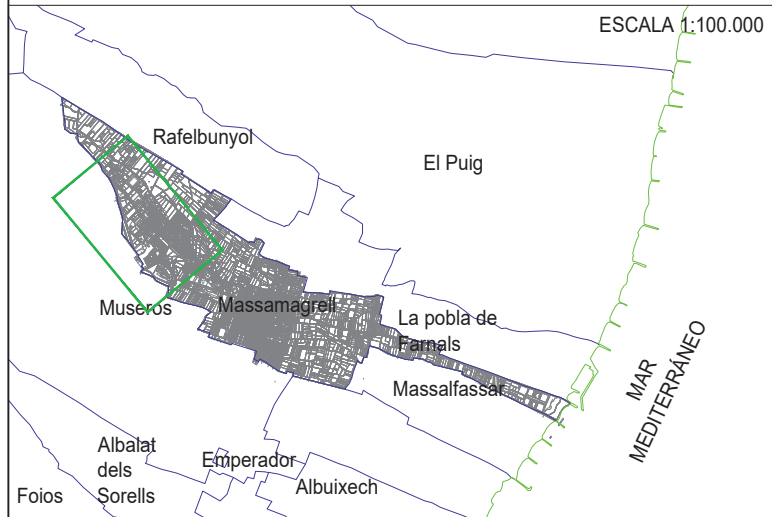
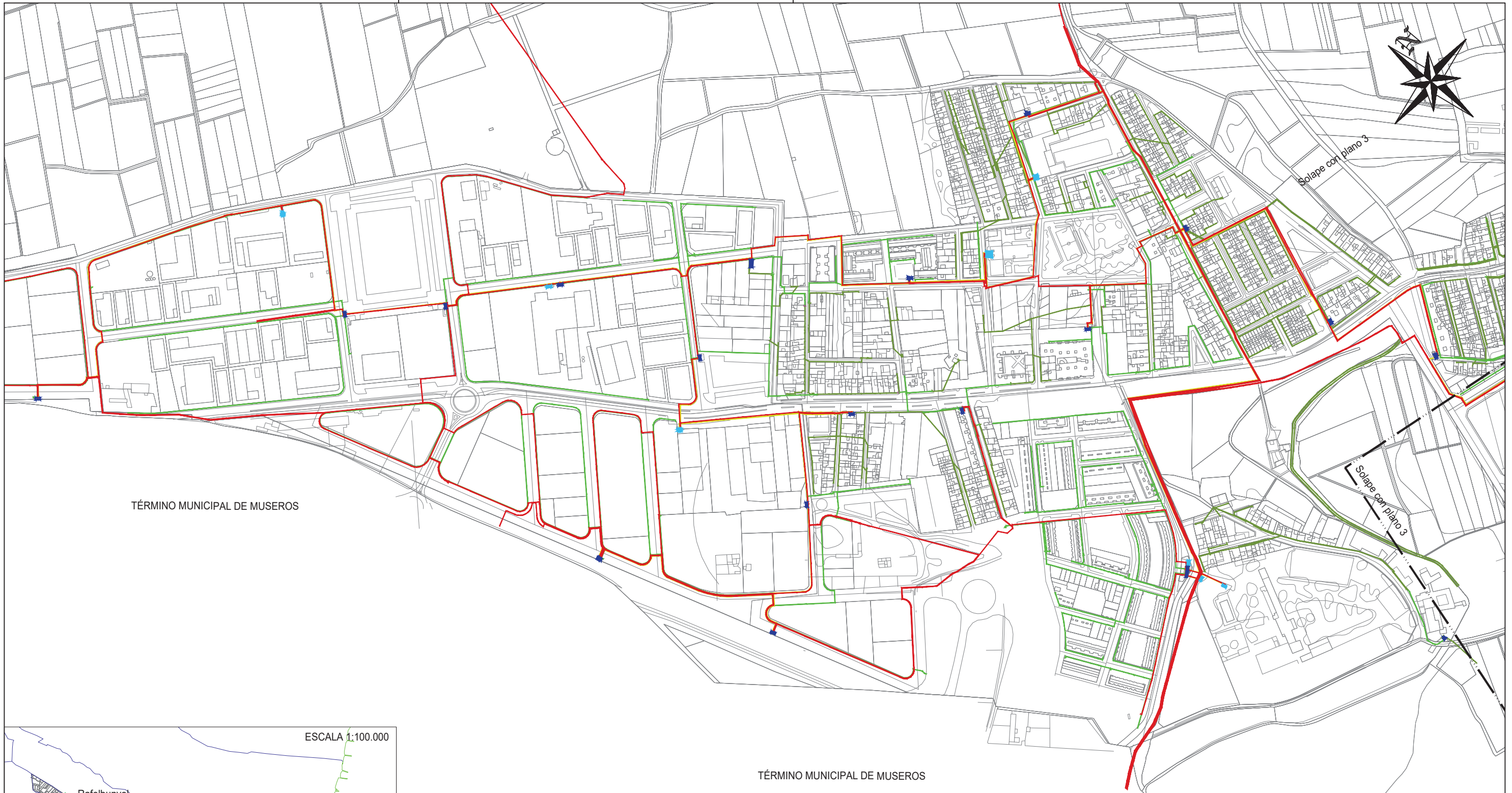
miércoles, 12 de septiembre de 2018

Rubén Bellón Fernández

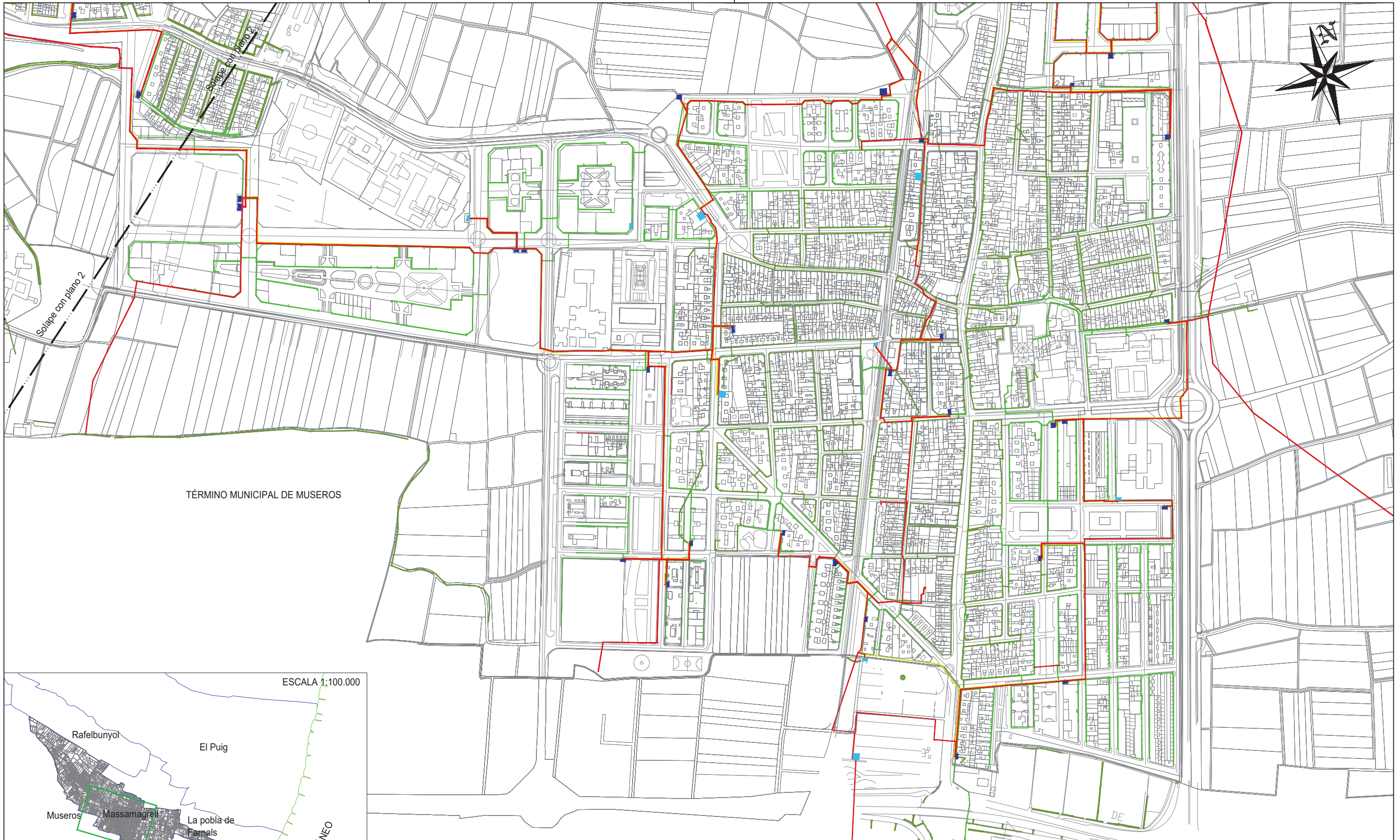
PLANOS



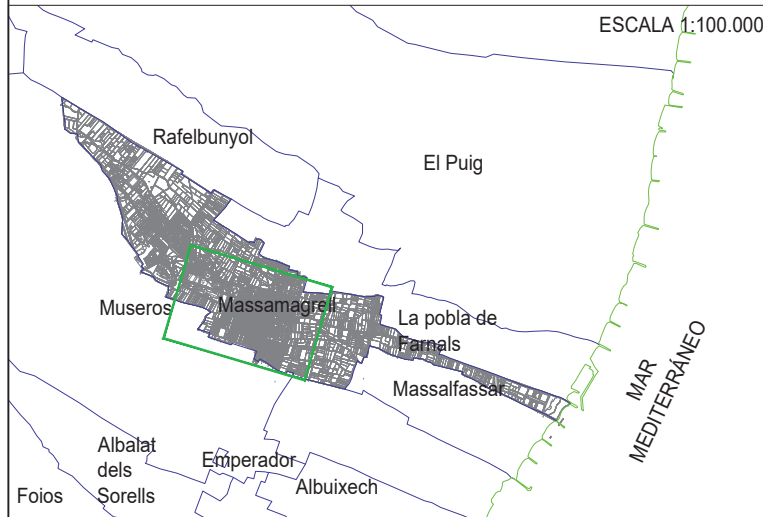
<p>TRABAJO FIN DE MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL</p>  <p>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</p>  <p>ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIEROS INDUSTRIALES VALÈNCIA</p>	<p>Proyecto: ESTUDIO DE ADAPTABILIDAD DE UNA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN PARA SU RECONFIGURACIÓN BAJO LA ARQUITECTURA DE RED INTELIGENTE EN ENTORNOS URBANOS: APLICACIÓN A UNA SUBRED EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE MASSAMAGRELL</p>	<p>Plano: Situación instalación de red inteligente</p> <p>Autor: Rubén Bellón Fernández</p>	<p>Fecha: Septiembre 2018</p> <p>Escala: 1:25.000</p>	<p>Nº Plano: 1</p>
---	---	---	---	---------------------------



	Línea de Media Tensión a 20 kV.		Centro de transformación de distribución.
	Línea aérea de Baja Tensión a 400/230 V.		Centro de transformación de particular.
	Línea subterránea de Baja Tensión a 400/230 V.		



TÉRMINO MUNICIPAL DE MUSEROS



ESCALA 1:100.000

	Línea de Media Tensión a 20 kV.		Centro de transformación de distribución.
	Línea aérea de Baja Tensión a 400/230 V.		Centro de transformación de particular.
	Línea subterránea de Baja Tensión a 400/230 V.		

TRABAJO FIN DE MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Proyecto: ESTUDIO DE ADAPTABILIDAD DE UNA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN PARA SU RECONFIGURACIÓN BAJO LA ARQUITECTURA DE RED INTELIGENTE EN ENTORNOS URBANOS: APLICACIÓN A UNA SUBRED EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE MASSAMAGRELL

Plano: Sistema eléctrico tradicional (2/2)

Fecha: Septiembre 2018

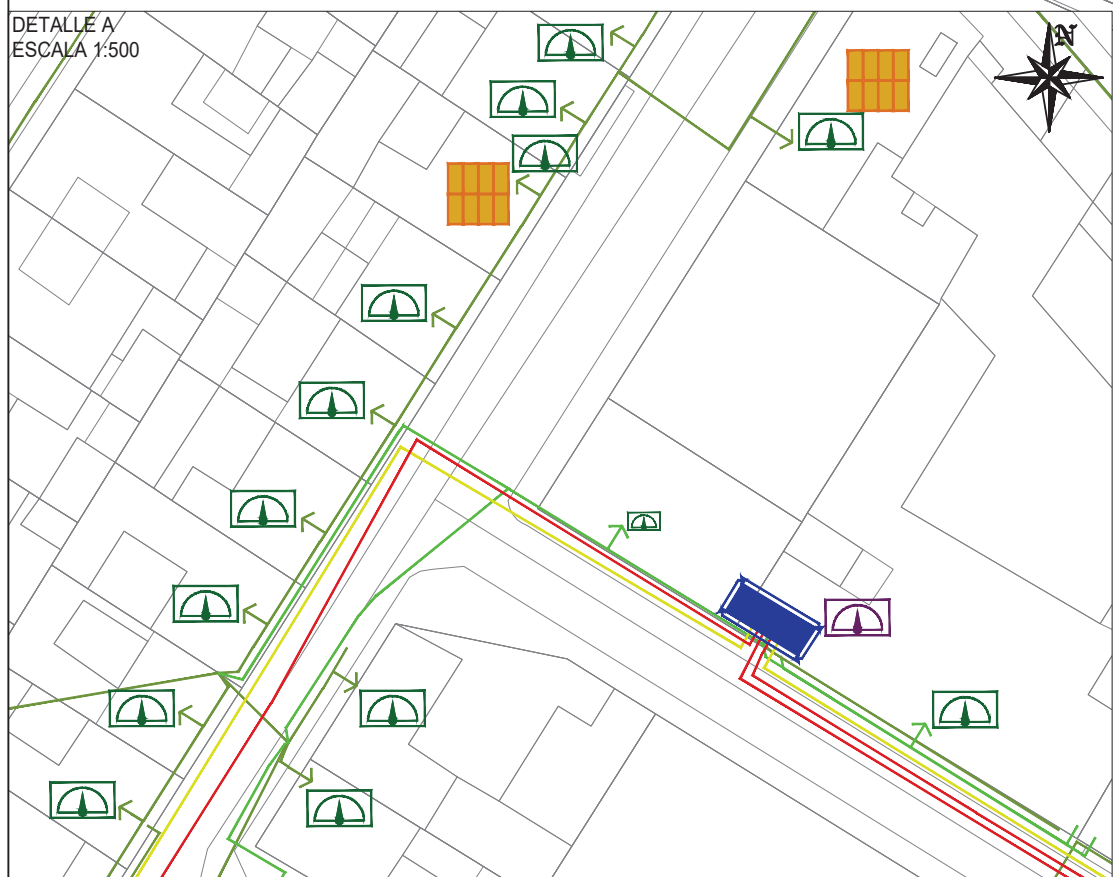
Nº Plano:

Autor: Rubén Bellón Fernández

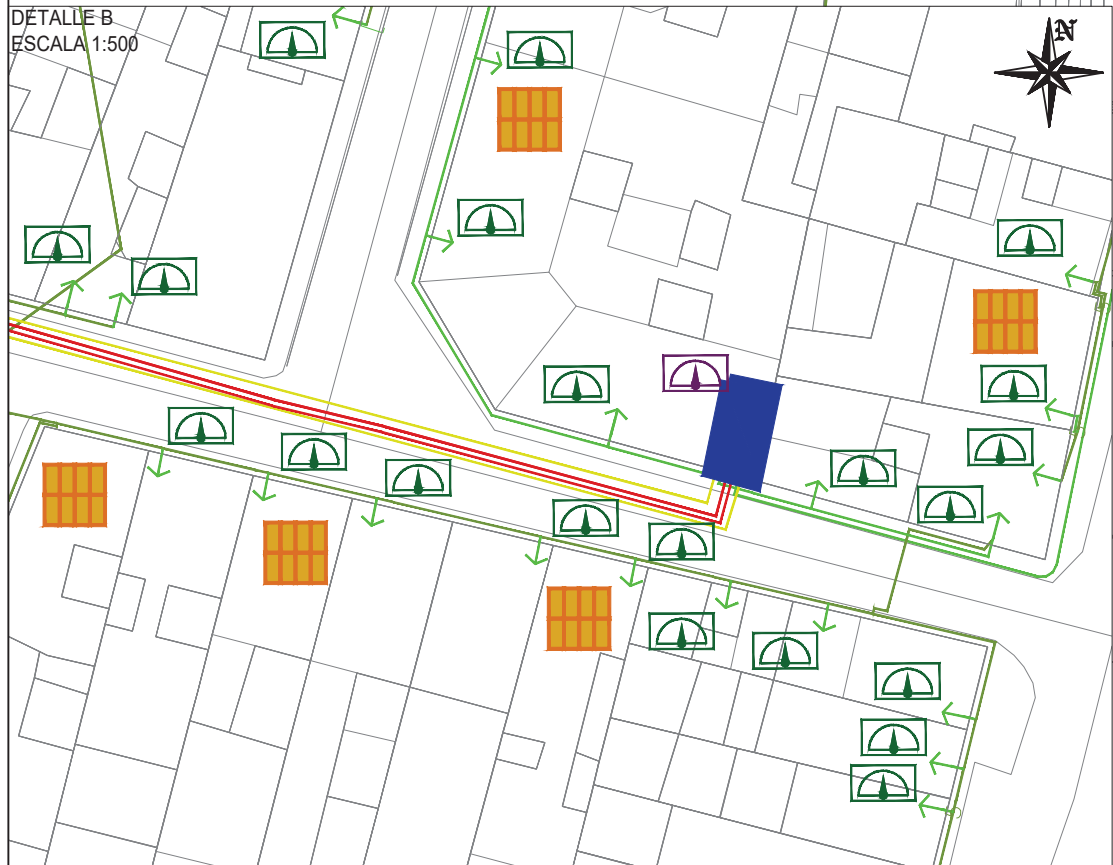
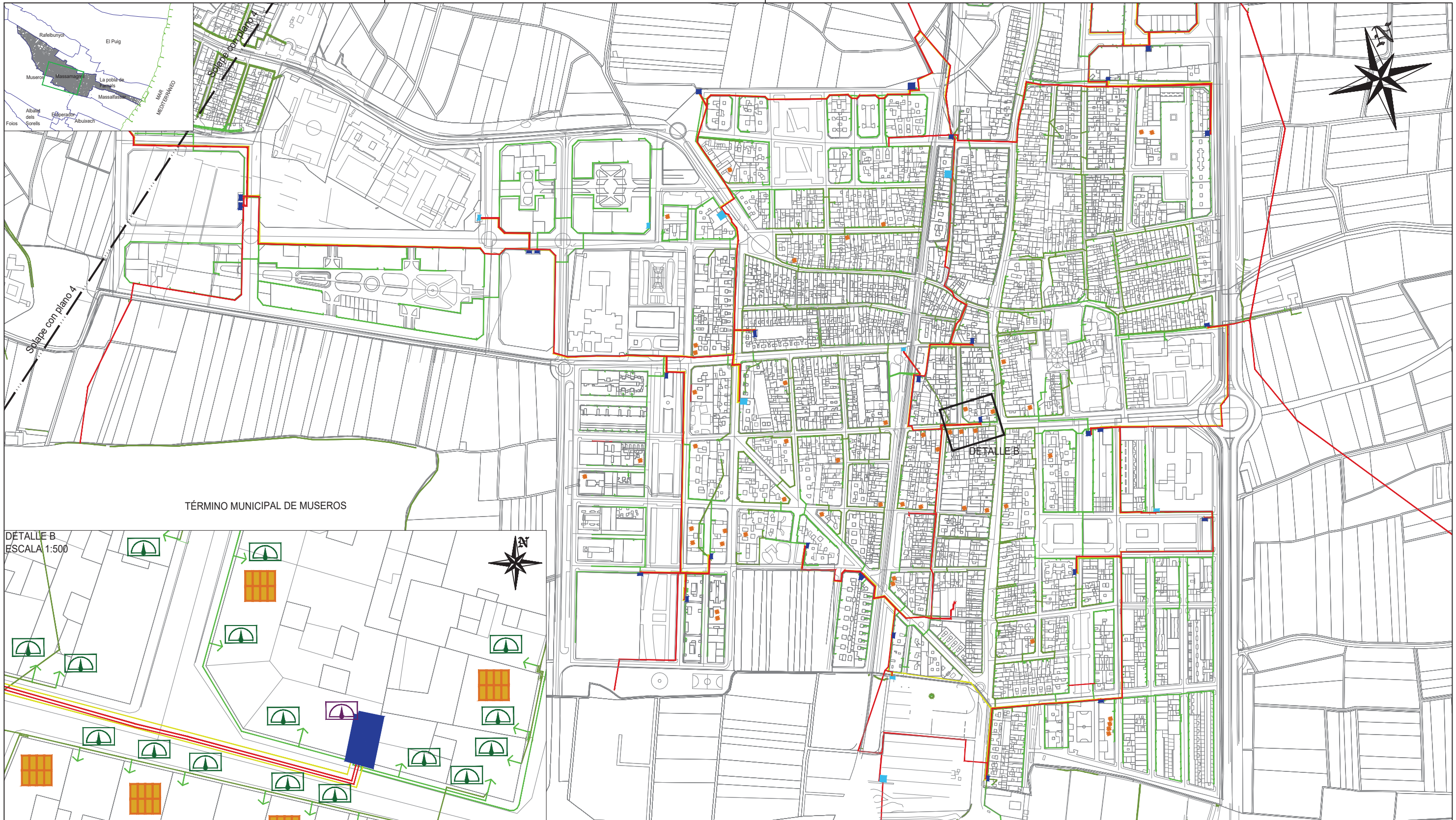
Escala: 1:5.000

3





	Línea de Media Tensión a 20 kV.		Centro de transformación de distribución.
	Línea aérea de Baja Tensión a 400/230 V.		Centro de transformación de particular.
	Línea subterránea de Baja Tensión a 400/230 V.		Contador inteligente
	Línea de telecomunicaciones.		Sistema de teled medida y teled mando.
	Paneles fotovoltaicos (Superficie 32 m ²).		



- Línea de Media Tensión a 20 kV.
- Línea aérea de Baja Tensión a 400/230 V.
- Línea subterránea de Baja Tensión a 400/230 V.
- Línea de telecomunicaciones.
- Paneles fotovoltaicos (Superficie 32 m²).
- Centro de transformación de distribución.
- Centro de transformación de particular.
- A Contador inteligente
- T Sistema de teled medida y teled mando.

