

# Hoja de Ruta Madrid 2030 ANEXOS

**Fundación Renovables** 

V. 19/12/2017



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

# Índice

1. ANEXO I: RESUMEN DEL MARCO REGULATORIO	6
1.1. Marco internacional	6
1.2. Marco europeo	6
1.2.1. Directivas Europeas	8
1.3. Marco regulatorio español	13
1.4. Real Decreto 900/2015	15
1.4.1. Modalidades	15
1.4.2. Retribución económica	18
1.4.3. Conexión: contratos de acceso y de suministro	23
1.5. Modalidades existentes de autoconsumo	33
2. ANEXO II: PARQUE INMOBILIARIO MUNICIPAL	34
2.1. Información y datos disponibles	34
2.2. Tipologías del parque inmobiliario municipal	36
2.3. Otros servicios municipales con consumos	38
2.4. Análisis de la superficie	41
3. ANEXO III: ACTUACIONES EN EFICIENCIA ENERGÉTICA	44
3.1. Sistemas de Gestión Energética	44
3.2. MAEs en iluminación	45
3.3. MAEs en climatización y ACS	49
3.4. Bombas de calor eléctricas	51
3.5. MAEs en equipos y otros	55
3.6. MAEs en sistemas consumidores de agua	56
3.7. Buenas prácticas energéticas y ambientales	57
4. ANEXO IV: RECURSO SOLAR EN MADRID	61



19/12/2017

# Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

4.1. Recurso solar en Madrid	61
4.2. Evaluación de los datos disponibles	62
4.3. Valores mensuales y anuales representativos	65
4.4. Construcción de las series horarias representativas	66
5. ANEXO V: RECOMENDACIONES SOBRE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS AUTOCONSUMO EN ENTORNOS URBANOS	
5.1. Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo	71
5.2. Cuestiones de diseño de instalaciones fotovoltaicas en entornos urbanos	79
5.3. Operación de plantas fotovoltaicas	97
5.4. Mantenimiento	105
5.5. Normativa y normas técnicas de interés	111
6. ANEXO VI: ANÁLISIS ECONÓMICO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS AUTOCONSUMO	
6.1. Estudio económico de las instalaciones de autoconsumo	114
6.2. Casos estudiados	116
6.2.1. Sensibilidad del consumo/venta de la energía autogenerada	117
6.2.2. Sensibilidad del consumo/almacenamiento de la energía autogenerada	118
6.2.2.1. Sensibilidad del consumo/venta y consumo/almacenamiento de la energía autogenerada existieran los peajes establecidos por el RD 900/2015	
6.2.3. Sensibilidad de la productividad/coste de la energía autogenerada	121
6.3. Distribución del ahorro económico anual, ¿cómo afecta a la rentabilidad el impuesto estable en el RD 900/2015?	
6.3.1. Instalación de autoconsumo sin almacenamiento	124
6.3.2. Instalación de autoconsumo con almacenamiento	125
6.4. Conclusiones del estudio económico	126



19/12/2017

# Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

# Índice de Tablas

Tabla 1-1. Características de las modalidades tipo 1 y 2. RD 900/2015	16
Tabla 1-2. Peaje de acceso para el cargo fijo (€/kW). Fuente: RD 900/2015. BOE	22
Tabla 1-3 . Peaje de acceso para el cargo transitorio por energía autoconsumida (€	E/kWh).
Fuente: RD 900/2015. BOE	23
Tabla 2-1. Hojas de datos recibidos por parte del Ayuntamiento de Madrid	35
Tabla 2-2. Resumen de consumos, curvas de carga y auditoras/estudios energéticos re	cibidos
por tipología	36
Tabla 2-3. Distribución de edificios municipales por distrito y tipología	37
Tabla 2-4 . Alumbrado público de la Ciudad de Madrid. Año 2016	39
Tabla 2-5. Fuentes energéticas municipales provenientes de sistemas de depuración y	
de residuos	41
Tabla 2-6. Parque inmobiliario municipal y datos de superficie	42
Tabla 2-7. Análisis estadístico de los datos de superficie recabados	42
Tabla 2-8. Superficies totales y promedio de edificios e instalaciones por categorías	
Tabla 3-1. Equivalencias de lámparas convencionales con lámparas led	
Tabla 3-2. Niveles de iluminancia media recomendados según UNE-EN 12464-1	
Tabla 3-3 . Tabla de referencia para COP mínimo necesario para consideración de rer	
por fuente energética y temperaturas de distribución. Fuente: IDAE	
Tabla 4-1. Fuentes de datos de radiación solar y otras variables meteorológicas	
Tabla 4-2 . Cálculo de mediana, percentil 10 y percentil 90 de los valores mensuales y	
de radiación global promedio de las dos estaciones del WRDC	
Tabla 4-3. Año tipo (Mediana) construido a partir de valores mensuales y anuales	
Tabla 4-4. Año tipo (P10) construido a partir de valores mensuales y anuales	
Tabla 4-5. Año tipo (P90) construido a partir de valores mensuales y anuales	
Tabla 4-6 . Análisis comparativo de los valores diarios de radiación solar 2010-2015	
estaciones terrestres del WRDC y SIAR	
Tabla 4-7 . Comportamiento histórico 1985-2012 de variables meteorológicas de I	
(Estación meteorológica de Retiro)	
Tabla 5-1. Características de las diferentes tecnologías de módulos fotovoltaicos	
Tabla 5-2 . Tipologías de inversores y características. (Fuente: IHS 2015. Remarks, Fra	
ISE 2014)	
Tabla 5-3. Pérdidas límite del CTE. (Fuente: CTE)	
Tabla 5-4. Alturas angulares (°) de objetos en función de la altura (m) y la distancia (m).	
Tabla 5-5. Distancia mínima entre módulos en función de la inclinación y dimensiones	
Tabla 5-6. Superficie de azotea para instalar un kW en función de la eficiencia y el CGR	
Tabla 5-7 . Inclinaciones óptimas estacionales y Factores de transposición	
Tabla 5-8. Valores de albedo. (Cuaderno de aplicaciones técnicas ABB)	
Tabla 5-9 . Buenas prácticas para evitar fallos comunes en instalaciones fotovolta	
autoconsumo	
Tabla 5-10 . Riesgos identificados en instalaciones fotovoltaicas	
Tabla 5-11 . Indicadores de desempeño derivados de las variables monitorizadas	
Tabla 5-12 . Ejemplo de lista de repuestos para un correcto mantenimiento	
Tabla 5-13 . Recomendaciones en operación y mantenimiento	



19/12/2017

# Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Tabla 6-1. Datos de partida utilizados en el estudio económico de instalaciones fotovoltaicas
de autoconsumo115
Tabla 6-2. Evaluación económica de los escenarios consumo directo/venta excedente118
Tabla 6-3 . Evaluación económica de los escenarios consumo directo/venta excedente, sir
peaje por cargo transitorio121
Tabla 6-4 . Comparativa de consumo directo/almacenamiento, con y sin peajes por cargo
transitorio y fijo121
Tabla 6-5 . Sensibilidad de la productividad/coste para los distintos escenarios consumo
directo/venta de excedente122
Tabla 6-6 . Desglose del ahorro económico anual de instalaciones fotovoltaicas de
autoconsumo
Tabla 6-7 . Desglose del ahorro económico anual de instalaciones fotovoltaicas de
autoconsumo con almacenamiento



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

**Anexos** 

# Índice de Ilustraciones

ilustración 1-1 . Configuración de contadores. Supuesto A, cargos fijos. Fuente imagen:
Krannich Solar20
Ilustración 1-2 . Configuración de contadores. Supuesto B1, cargos fijos. Fuente imagen:
Krannich Solar21
Ilustración 1-3. Configuración de contadores. Supuesto B2, cargos fijos. Fuente imagen:
Krannich Solar22
Ilustración 2-1. Distribución de edificios municipales por distritos35
Ilustración 2- 2 . Distribución de superficie por categorías43
Ilustración 3-1. Valores límite de eficiencia energética de la instalación VEEI48
Ilustración 3- 2 . Valores límite de potencia instalada en iluminación
Ilustración 3-3. Factores de ponderación y de corrección. Fuente IDAE53
Ilustración 4-1 . Mapa de situación de las estaciones radiométricas consideradas en el
presente estudio65
Ilustración 5-1. Respuesta I-V de un módulo bajo sombras parciales en función del número de
diodos de protección o "by-pass"
Ilustración 5- 2 . Tipologías de instalaciones fotovoltaicas80
Ilustración 5-3. Pérdidas de productividad anual (%) en función de la orientación e inclinación.
(Cálculo realizado con el PVGIS, para Madrid)81
Ilustración 5-4. Diagrama solar y pérdidas (CTE HE5)84
Ilustración 5-5. Esquema de distancia entre filas de módulos85
Ilustración 5-6 . Optimización de la inclinación de módulo fotovoltaico con ángulo limite
constante de 22°. (PVSyst)
Ilustración 5-7. Ocupación del terreno en función de la inclinación y el ángulo límite (PVSyst).87
Ilustración 5-8. Modelos de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo89
Ilustración 5-9. Parámetros que monitorizar en tiempo real según IEC61724102
Ilustración 6-1 . Peajes establecidos por el RD 900/2015 para las instalaciones de
autoconsumo116
Ilustración 6-2 . TIR en función del precio FV para distintos escenarios consumo-venta de la
energía autogenerada117
Ilustración 6-3 . Comparativa de la rentabilidad del almacenamiento frente a la venta de la
energía autogenerada119
Ilustración 6-4 . Retorno de la inversión en instalaciones de autoconsumo sin y con
almacenamiento120
Ilustración 6-5 . Evolución de la TIR en función de la productividad y coste de la instalación
fotovoltaica123



El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia Energética	19/12/2017
Hoja de Ruta Madrid 2030	Anexos

# Anexo I: Resumen del marco regulatorio

#### 1.1. Marco internacional

El **Protocolo de Kioto sobre Cambio Climático** (aprobado en 1997 pero no entró en vigor hasta 2005), es un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de los seis gases más importantes causantes del efecto invernadero y, en consecuencia, del calentamiento global. Se encuentra dentro de la Convención Marco de las Naciones Unidad sobre el Cambio Climático (CMNUCC). El objetivo principal es lograr que para 2008-2012 los países desarrollados disminuyan sus emisiones un 5% respecto al nivel de 1990. La Unión Europea (UE) se comprometió a reducirlas en un 8% y otorgó a cada país un margen distinto en función de diversas variables económicas y medioambientales, dejando a España el poder de aumentarlas un 15%. En 2012, la UE cumplió su objetivo fijado de forma conjunta, pero **España aumentó las emisiones un 8% más de lo que le habían permitido**. En la 18ª Cumbre del Clima (COP 18) se ratificó un segundo periodo de vigencia del Protocolo de Kioto hasta el 31 de diciembre de 2020, con unas metas más concretas para ese año. La UE, en su línea marcada con el *Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático 2013-2020*, se ha comprometido a recudir las emisiones en un 20%, respecto a 1990, en el llamado Horizonte 2020.

El **Acuerdo París (COP 21)** *entró en vigor el 4 de noviembre de 2016*. Se trata de un pacto mundial de lucha contra el calentamiento global, acordado por un total de 195 países y que persigue que el aumento de la temperatura del planeta al final de este siglo se sitúe entre los 1,5°C y los 2°C respecto a los niveles preindustriales. Para lograr este objetivo los países firmantes se comprometen a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero, de forma que cada país fija su propia meta de reducción de emisiones a través de un plan de mitigación. Estos planes son voluntarios, sin imposición externa y comenzarán a aplicarse a partir de 2020, con objetivos para 2025 (se presentarán planes nuevos cada 5 años). Hasta 2020 se seguirá aplicando el Protocolo de Kioto y se establecerán los mecanismos de contabilidad, control y transparencia para el Acuerdo de París, así como los métodos de financiación. España ha ratificado el acuerdo de forma individual, como país, y como miembro de la UE.

#### 1.2. Marco europeo

## HOJA DE RUTA HACIA UNA ECONOMÍA HIPOCARBÓNICA COMPETITIVA EN 2050

La Unión Europea ha marcado como objetivos la descarbonización total de su economía y la separación, en todos sus Estados miembros, entre el consumo de energía y el crecimiento económico. Para conseguirlo, ha realizado una Hoja de Ruta, diferenciada por sectores, en la que traza una trayectoria rentable con etapas previas.

#### **Horizonte 2020**

En el año 2008 la UE aprobó el *Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático 2013-2020,* compuesto por una normativa vinculante que sienta las bases para cumplir con los



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

compromisos de energía y cambio climático asumidos por el Consejo Europeo en 2007. Los objetivos que conseguir en el año 2020 son los siguientes:

- 20% de reducción de las emisiones totales de Gases de Efecto Invernadero (GEI), respecto a los niveles de 1990. (España 10% respecto a 2005).
- 20% de energía final proveniente de fuentes renovables. (España 20%).
- 20% de mejora de la eficiencia energética, frente al escenario tendencial. Las medidas a tomar quedan establecidas en un plan de eficiencia energética impulsado por la Directiva Europea 2012/27/UE. (España 25,3%.)

Para alcanzar estos objetivos, la UE actúa en diversos ámbitos, como el de régimen de comercio, a través de una revisión de la *Directiva 2003/87/CE de Comercio Europeo de Derechos de Emisión*, que establece como meta que el conjunto de sectores afectados reduzca sus emisiones un **21%** respecto a los niveles de 2005.

#### **Horizonte 2030**

Este marco es adoptado por los dirigentes de la UE en octubre de 2014, teniendo como base el *Paquete de medidas sobre Clima y Energía hasta 2020*. Se ajusta a la perspectiva a largo plazo que contempla *la Hoja de Ruta de la energía para 2050* y *la Hoja de Ruta hacia una economía hipo carbónica* y el *Libro blanco sobre el Transporte*. Lo objetivos marcados para 2030 por parte de la UE son:

- 40% de reducción de las emisiones de GEI respecto a los niveles de 1990. (España tiene fijada, en su Hoja de Ruta nacional, una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> del 26%, en relación con los niveles existentes en el año 2005).
- **27%** de energía final proveniente de fuentes renovables. Vinculante a nivel global.
- **30%** de mejora de la eficiencia energética, frente al escenario tendencial.

#### **Horizonte 2040**

La UE se ha comprometido a reducir las emisiones de GEI en, al menos, un 60% respecto a los niveles de 1990.

#### **Horizonte 2050**

Es el año objetivo para la descarbonización total de la economía europea. Todos los sectores deberán contribuir a esta transición energética. En 2050 la UE deberá haber alcanzado:

- 80% de reducción de las emisiones de GEI respecto a los niveles de 1990, exclusivamente mediante reducciones internas, sin créditos internacionales.
  - o **Sector Energía:** eliminación de las emisiones casi en su totalidad.
  - Sector Transporte: reducción de más del 60% de emisiones respecto a niveles de 1990. Prohibición de coches de combustibles fósiles en ciudades.
  - Sector Edificios: reducción de las emisiones al 90%, edificios pasivos y alimentados por energías renovables.
  - Sector Agricultura: reducción de las emisiones procedentes de los fertilizantes, abonos y ganado que contribuyan al almacenamiento de CO<sub>2</sub>.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

**Anexos** 

- Sector Industria: reducción de más del 80% de emisiones, incrementando la intensidad energética.
- o Sector Aviación: reducción del 40% de las emisiones, uso de biocombustibles.

#### 1.2.1. Directivas Europeas

El Protocolo de Kioto estableció una serie de acciones y medidas que fueron el punto inicial para el desarrollo de las Directivas Europeas.

# Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables

Aprobada el 23 de abril de 2009, entró en vigor el 25 de junio de ese mismo año. Establece el objetivo, de obligatorio cumplimiento, de alcanzar una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo total de energía de la Unión Europea en 2020, con un objetivo vinculante mínimo del 10% para todos los Estados miembros respecto a las energías procedentes de fuentes renovables en el transporte. Además, considera que el desarrollo de las energías renovables debe ir vinculado estrechamente con el aumento de la eficiencia energética por lo que marca como objetivo un aumento del 20% de la eficiencia en 2020.

Esta Directiva dicta que cada Estado miembro tenga unos objetivos nacionales obligatorios de cuota de energía procedente de fuentes renovables, calculados según los artículos 5 a 11 de la dicha Directiva. Estos objetivos nacionales deben ser coherentes con el objetivo del 20% global. Además, cada país deberá adoptar y presentar un *Plan de acción nacional en materia de energía renovable para 2020* que establezca una cuota para las fuentes de energías renovables en el transporte, la calefacción y la producción de electricidad. España marca como objetivo, en su Plan de acción nacional, conseguir una cuota mínima del 20% de energía procedente de fuentes renovables.

# Directiva 2010/30/UE relativa a la indicación del consumo de energía y otros recursos por parte de los productos relacionados con la energía, mediante el etiquetado y una información normalizada

Aprobada el 19 de mayo de 2010, establece un marco para la armonización de las medidas nacionales (en España ha sido traspuesta en el Real Decreto 1390/2011) relativas a la información al usuario final, en especial por medio del etiquetado y la información normalizada sobre el consumo de energía y, cuando corresponda, otros recursos esenciales por parte de los productos relacionados con la energía durante su utilización, así como otra información complementaria, de manera que los usuarios finales puedan elegir productos más eficientes.

Será de aplicación a los productos relacionados con la energía cuya utilización tenga una incidencia directa o indirecta significativa en el consumo de energía y, en su caso, de otros recursos esenciales. Y quedarán excluidos los productos de segunda mano, medios de transporte de personas o mercancías y la placa de datos de potencia o su equivalente colocada sobre dichos productos por motivos de seguridad.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

#### Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética

Aprobada el 19 de mayo de 2010, fomenta la eficiencia energética de los edificios sitos en la Unión, teniendo en cuenta las condiciones climáticas exteriores y las particularidades locales, así como las exigencias ambientales interiores y la rentabilidad en términos coste-eficacia.

Esta Directiva define los edificios de consumo de energía casi nulo, edificios con un nivel de eficiencia energética muy alto. La cantidad casi nula o muy baja de energía requerida debería estar cubierta, en muy amplia medida, por energía procedente de fuentes renovables, incluida la producida in situ o en el entorno. A partir del 31 de diciembre de 2020 todos los edificios de nueva construcción deberán ser de consumo casi nulo y después del 31 de diciembre de 2018, también los edificios nuevos ocupados y cuya propiedad sea de autoridad.

Para los edificios de nueva construcción los Estados miembros velarán por que, antes de que se inicie la construcción, se consideren y tengan en cuenta la viabilidad técnica, medioambiental y económica de instalaciones alternativas de alta eficiencia, siempre que estén disponibles, como: instalaciones descentralizadas de abastecimiento de energía procedente de fuentes renovables, cogeneración, calefacción o refrigeración urbana o central, en particular si se basa total o parcialmente en energía procedente de fuentes renovables, y bombas de calor.

En el caso de los edificios existentes, se obliga a los países a tomar medidas que garanticen que cuando se efectúen reformas importantes se mejore la eficiencia energética del edificio o de la parte renovada, cumpliendo con los requisitos mínimos de eficiencia energética que cada país ha debido establecer, siempre que ello sea técnica, funcional y económicamente viable.

Para todo ello, cada país elaborará un plan nacional destinado a aumentar el número de este tipo de edificios, incluyendo una descripción detallada de la definición de edificio de consumo de energía casi nulo, reflejando las condiciones nacionales, regionales o locales e incluyendo un indicador numérico de uso de energía primaria, expresado en kWh/m² al año.

Por último, esta Directiva insta a establecer un sistema de certificación de la eficiencia energética de los edificios que deberá incluir la eficiencia energética de un edificio y valores de referencia, pudiendo incluir información adicional, como el consumo anual de energía para edificios no residenciales y el porcentaje que la energía procedente de fuentes renovables representa en el consumo total. A su vez, se deberán incluir recomendaciones para la mejora de los niveles óptimos o rentables. La expedición del certificado se exigirá a todos los edificios que se construyan, vendan o alquilen a un nuevo arrendatario y a los edificios en los que una autoridad ocupe una superficie útil total superior a 250 m² y que sean frecuentados habitualmente por el público, debiéndose exponer en un lugar destacado y visible.

#### Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética

Aprobada el 25 de octubre de 2012, insta a la necesidad de incrementar la eficiencia energética para alcanzar el objetivo de ahorro del 20% en el consumo de energía de la UE para el 2020, señalando la importancia de la eficiencia energética, pieza clave para el objetivo a 2050.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Esta Directiva deroga la 2006/32/CE y modifica la 2010/31/UE, debido a que la Comisión Europea confirmó, en marzo de 2011, que la UE no estaba encaminada a cumplir el objetivo marcado, es decir, que el consumo de energía de la UE en 2020 no ha de ser superior a 1.483 Mtep de energía primaria, lo que supone una reducción de un 20% respecto a 2007.

En esta Directiva se recoge que el ritmo de renovación de edificios debe aumentar, pues el parque inmobiliario existente constituye el sector con mayor potencial de ahorro, siendo crucial en la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero entre un 80% y un 95% en 2050. Los edificios de propiedad estatal representan una parte considerable del parque inmobiliario, con una alta visibilidad ante la opinión pública, por lo que los organismos públicos a nivel nacional, regional y local deben realizar una función ejemplarizante, estando obligados a mejorar su eficiencia energética dando prioridad a los edificios con peor rendimiento energético si es rentable y técnicamente viable.

La Directiva obliga a los Estados miembros a presentar *Planes nacionales de acción de eficiencia energética* y a informar anualmente de los progresos alcanzados en relación con los objetivos nacionales. Conviene fijar un índice anual de renovación de los edificios que las administraciones centrales tengan en propiedad y ocupen, con objeto de mejorar su ritmo energético, sin perjuicio de las obligaciones relativas a los edificios de consumo de energía casi nulo.

En el caso de **España**, el escenario tendencial de energía primaria es de 162,8 Mtep y su objetivo de reducción se sitúa en 121,6 Mtep, es decir, España debe **reducir su consumo en un 25,3%.** Para ello, y tal como dicta la Directiva, España ha desarrollado un *Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020*.

Algunos municipios han desarrollado planes de actuación energética sostenible como los que contempla el *Pacto de los Alcaldes para el Clima y la Energía*, acuerdo del que forma parte el Ayuntamiento de Madrid.

#### Pacto de los Alcaldes para el Clima y la Energía

La Comisión Europea, en 2008, presentó este movimiento en el que participan autoridades locales y regionales que han asumido el compromiso voluntario de mejorar la eficiencia energética y utilizar las fuentes de energía renovables en sus territorios.

Las zonas urbanas desempeñan un papel de vital importancia en la lucha contra el cambio climático, puesto que consumen tres cuartas partes de la energía que produce la Unión Europea siendo responsables de la misma proporción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Los firmantes se han comprometido a presentar informes y a tener un seguimiento periódico de sus actuaciones. Lo objetivos formales son:

- Desarrollar estructuras administrativas adecuadas, incluyendo la asignación de recursos humanos suficientes para emprender las acciones necesarias.
- Elaborar un Inventario de Emisiones de Referencia.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

- Presentar un Plan de Acción para la Energía Sostenible en el plazo de un año a partir de la fecha de adhesión, exponiendo las medidas concretas que van a adoptar, a fin de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 20%, como mínimo, antes del año 2020.
- Presentar un informe de seguimiento, al menos cada dos años, a partir de la presentación del *Plan de Acción*, a efectos de evaluación, seguimiento y verificación.
- Compartir experiencias y conocimientos especializados con otras autoridades locales.
- Organizar Días de la Energía Locales para sensibilizar a la ciudadanía en materia de desarrollo sostenible y eficiencia energética.
- Asistir o contribuir a la ceremonia anual del Pacto de los Alcaldes y a los talleres temáticos y reuniones de los grupos de discusión.
- Difundir el mensaje del Pacto en foros apropiados y, en particular, instar a otros alcaldes a que se adhieran al Pacto.

Gracias al Pacto, el Ayuntamiento de Madrid realizó un *Plan de uso sostenible de la energía y prevención del cambio climático*, con objetivos marcados para 2020. En el año 2015, los firmantes alcanzaron un nuevo pacto con objetivos para **2030** y un enfoque conjunto para abordar la mitigación y adaptación al cambio climático y la extensión de la iniciativa a un ámbito más global. Los objetivos mínimos son:

- 40% de reducción de CO<sub>2</sub>.
- 27% de aumento de la eficiencia.
- 27% de aumento de energías renovables.

Estrategia Europea relativa a la calefacción y refrigeración (febrero 2016) y recomendaciones y directrices para la promoción de edificios de energía casi cero para garantizar que en 2020 todos los edificios nuevos sean edificios de consumo de energía casi nulo - nZEB (julio 2016)

La calefacción y refrigeración consumen la mitad de la energía de la UE, siendo el 75% del combustible que utilizan de origen fósil (casi la mitad, gas). Por ello, es prioritario desarrollar una estrategia que los convierta en sistemas más eficientes y sostenibles, lo que hará reducir las importaciones de energía (y con ello la dependencia del exterior), los costes económicos y las emisiones de Gases de Efecto Invernadero, de forma que se pueda cumplir el acuerdo sobre el clima alcanzado en la Conferencia de París.

Para alcanzar los objetivos marcados por la UE, los edificios deben descarbonizarse, lo que conlleva la renovación de los ya existentes y la intensificación de los esfuerzos en eficiencia energética y energías renovables. Los edificios de propiedad estatal representan a un porcentaje importante de la población, son muy visibles y, a menudo, grandes consumidores. El principal reto para la renovación de los edificios públicos es la escasez de fondos, pero los contratos de rendimiento energético y las empresas de servicios energéticos (ESE) pueden ofrecer asistencia técnica, conocimientos técnicos y acceso al capital. La reforma de un edificio es un buen momento para sustituir un viejo sistema de calefacción, transformando así el inmueble en uno eficiente mediante el cambio a bombas de calor, calefacción solar o geotérmica o calor residual.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

La Directiva Europa 2010/31/UE dicta que cada Estado miembro debe definir, para los edificios de consumo de energía casi nulo, un indicador numérico de uso de energía primaria expresado en kWh/m², teniendo en cuenta sus condiciones nacionales, regionales o locales. España aún no ha establecido el valor de este indicador, pero el Ayuntamiento de Madrid ha aprobado, en su Boletín Oficial (BOAM) del 7 de julio de 2016, que todos los edificios nuevos cuya construcción o rehabilitación se inicie a partir del 31 de diciembre de 2018, que vayan a estar ocupados y sean de titularidad pública, serán edificios de energía positiva, estableciendo que la demanda energética media para climatización no debe exceder de 20 kWh/m² y año. Esta fecha coincide con la marcada por la UE para los edificios de titularidad pública, a partir de la cual deberán ser obligatoriamente edificios de energía casi cero.

A su vez, el documento de recomendaciones y directrices de la UE, publicado también en julio de 2016, recoge que en los informes nacionales presentados sobre los avances hacia los NZEB en el marco de la Directiva de Eficiencia Energética en Edificios - EPBD, la gama de valores va desde objetivos más allá de los requeridos para los NZEB (edificios de energía positiva) hasta 270 kWh/m²año, siendo los valores más altos para hospitales y otros edificios especiales no residenciales. En el caso de edificios residenciales, los indicadores de rendimiento energético de energía primaria marcados como objetivo por países como Francia, Eslovaquia, Reino Unido o Bulgaria, suelen oscilar entre los 45 y 50 kWh/m²año. Este mismo documento marca como objetivos en 2020 para la zona del mediterráneo:

- Oficinas: 20-30 kWh/m² año de energía primaria neta, con un uso de energía primaria de 80-90 kWh/m²año cubierto por 60 kWh/m²año procedentes de renovables in situ.
- Vivienda unifamiliar nueva: 0-15 kWh/m² año de energía primaria neta con, normalmente, un uso de energía primaria de 50-65 kWh/m² año cubierto por 50 kWh/m² año procedentes de fuentes renovables in situ.

## Paquete de invierno: Energía limpia para todos los europeos (noviembre 2016)

Este paquete está orientado a alcanzar los objetivos climáticos europeos marcados para el Horizonte **2030**, que además se encuadran con los compromisos adquiridos por la UE en el Acuerdo de París. Las medidas contenidas se tramitarán en los próximos meses a los gobiernos nacionales para que las trasladen a sus respectivas regulaciones. No existen objetivos marcados para cada país.

Las propuestas contenidas en este paquete legislativo prevén cambios en materia de diseño de mercado, en el que el consumidor adquiera un rol de pieza clave, así como en el marco de las energías renovables, con sistemas limpios para refrigeración y calefacción, descarbonización del transporte y eficiencia energética. Los objetivos concretos fijados son:

- Reducción de, al menos, un 40% de emisiones contaminantes respecto al año 1990.
- Cuota de renovables por encima del 27%, respecto al consumo final de energía.
- 30% en eficiencia energética, con especial importancia en la renovación de edificios.
- Seguir estableciendo medidas para desarrollar el mercado interior europeo de la energía.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Las inversiones a partir de 2021 serán de 177.000 Millones de euros (M€) adicionales cada año, incluyendo la inversión en renovables. Con esto se pretende asegurar un alto nivel de certeza para los inversores y reducir el coste de capital para proyectos renovables. El incremento de 23.800 M€ para 2030 está dirigido a incrementar la competitividad de la industria en materia de eficiencia en sus infraestructuras, con un ahorro de 70 M€ gracias a la reducción de las importaciones de combustibles fósiles en un 12% para 2030, o un gasto para ayudas a personas vulnerables a través de inversiones en eficiencia energética en viviendas, son algunos de los principales compromisos fijados.

Las propuestas de un nuevo diseño del mercado de electricidad, junto con una nueva directiva de renovables, fijará un marco regulatorio enfocado a la competencia de las diferentes tecnologías, así como a favorecer las inversiones, pero sin poner en peligro los objetivos fijados tanto de cambio climático como de eficiencia energética.

### 1.3. Marco regulatorio español

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

Se aplica a aquellas instalaciones generadoras conectadas a red con potencia superior a 100 kW.

Artículo 66 bis. Garantía económica para tramitar la solicitud de acceso a la red de distribución de instalaciones de producción.

El titular de la instalación de producción debe depositar una garantía económica por una cuantía equivalente a 10 €/kW instalado. Quedan exentas las instalaciones de potencia igual o inferior a 10 kW y aquellas instalaciones de generación destinadas al autoconsumo que no tengan la consideración de instalaciones de producción (modalidad tipo 1, RD 900/2015).

Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico

Se aplica para la instalación de los equipos de medida en ambas modalidades de autoconsumo.

Real Decreto 1544/2011, de 31 octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica

Los titulares de las instalaciones de producción (modalidad de autoconsumo tipo 2) deberán satisfacer, por el vertido horario realizado a la red, los peajes de acceso establecidos en este Real Decreto.

Real Decreto 1699/2011, de 18 noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia

Regula el suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo. Se aplica a aquellas instalaciones generadoras conectadas a red con potencia no superior a 100 kW, contemplando que la conexión se realice tanto en líneas de



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

baja tensión de una empresa distribuidora como en la red interior del usuario. Determina a su vez, el procedimiento de acceso y conexión de estas instalaciones, las condiciones técnicas a cumplir y los procedimientos de medida y facturación, tanto para el caso de venta a red de toda la energía generada como para el de autoconsumo de parte o de toda esa energía.

#### Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética

Establece el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (IVPEE). Es un tipo de gravamen único que se aplica a la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central.

# Real Decreto - Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico

El MINETUR crea el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

#### Ley 8/2013, de 26 de junio, de rehabilitación, regeneración y renovación urbanas

Sus objetivos son potenciar la rehabilitación edificatoria y la regeneración y renovación urbanas, eliminando trabas y creando mecanismos específicos que la hagan viable y posible. A la vez ofrece un marco normativo idóneo que permita la reconversión y reactivación del sector de la construcción, encontrando nuevos ámbitos de actuación, en concreto, en la rehabilitación edificatoria y en la regeneración y renovación urbanas. Recoge también la necesidad de fomentar la calidad, sostenibilidad y competitividad, tanto en la edificación, como en el suelo, acercando el marco normativo español al europeo, con especial hincapié en los objetivos de eficiencia, ahorro energético y lucha contra la pobreza energética.

#### Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico

En su artículo 9, define el autoconsumo como el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor y distingue varias modalidades de autoconsumo.

# 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

Afecta a todas aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, pertenecientes a las categorías, grupos y subgrupos recogidos en el artículo 2. Además, establece, en su artículo 6, que los titulares de instalaciones de producción tendrán derecho a:

- a) Contratar la venta o adquisición de energía eléctrica en los términos previstos en la Ley 24/2013 y en sus disposiciones de desarrollo.
- b) Despachar su energía a través del operador del sistema en los términos que se establezcan reglamentariamente.
- c) Tener acceso a las redes de transporte y distribución, en los términos que se establezcan reglamentariamente.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

- d) Percibir la retribución que les corresponda por su participación en el mercado de producción de energía.
- e) Recibir la compensación a que pudieran tener derecho por los costes en que hubieran incurrido en supuestos de alteraciones en el funcionamiento del sistema, en los casos previstos en el artículo 7.2 de la Ley 24/2013.

#### 1.4. Real Decreto 900/2015

Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

En la actualidad toda instalación de autoconsumo conectada en el interior de una red, acogida a cualquiera de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, aun cuando no viertan energía a las redes de transporte y distribución en ningún instante, deben cumplir con lo expuesto en el Real Decreto (RD) 900/2015, de 9 de octubre. Quedan excluidas, por tanto, las instalaciones aisladas.

Según este RD, las instalaciones de generación, elementos de acumulación y el punto de suministro deberán cumplir los requisitos técnicos contenidos en la normativa del sector eléctrico y en la reglamentación sobre calidad y seguridad industrial que les resulte de aplicación.

Quedan explícitamente prohibidas las instalaciones comunitarias, ya que según la normativa en ningún caso un generador se podrá conectar a la red interior de varios consumidores.

#### 1.4.1. Modalidades

Este RD establece dos modalidades distintas de autoconsumo:

#### Modalidad tipo 1

La modalidad tipo 1 corresponde a la "Modalidad de suministro con autoconsumo" definida en el artículo 9.1.a) de la Ley 24/2013. Se trata de un consumidor en un único punto de suministro o instalación, que disponga en su interior de una o varias instalaciones de generación de energía eléctrica destinadas a consumo propio y que no están dadas de alta en el registro como instalación de productor, lo que impide la venta de cualquier excedente de energía que pudiera existir. En este caso existirá un único sujeto que será el consumidor.

A esto hay que añadir la limitación de la potencia contratada por el consumidor, que no puede ser superior a 100 kW, y que la suma de las potencias instaladas de generación debe ser igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor. El titular del punto de suministro será el mismo que el de todos los equipos de consumo e instalaciones de generación conectados a su red (un único sujeto de los recogidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013).



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

#### Modalidad tipo 2

La modalidad tipo 2 corresponde a la "Modalidad de producción con autoconsumo" y "Modalidad de producción con autoconsumo de un consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción" definidas en el artículo 9.1.b) y 9.1.c) respectivamente de la citada Ley 24/2013.

Se trata de un consumidor de energía eléctrica en un punto de suministro o instalación, que está asociado a una o varias instalaciones de producción debidamente inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. Estarán conectadas en el interior de su red (9.1.b) o a través de una línea directa (9.1.c). En este caso existirán dos sujetos de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, el sujeto consumidor y el sujeto productor.

A esto hay que añadir la limitación de que la suma de las potencias instaladas de generación debe ser igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor. En el caso de que existan varias instalaciones de producción, el titular de todas y cada una de ellas deberá ser la misma persona física o jurídica.

Tabla 1-1. Características de las modalidades tipo 1 y 2. RD 900/2015.

Cuadro resumen				
Modalidad tipo 1	Modalidad tipo 2			
<ul> <li>Un consumidor en un punto de suministro o instalación, asociado a una o varias instalaciones de producción.</li> <li>El titular del punto de suministro será el mismo que el de todos los equipos de consumo e instalaciones de generación conectados a su red.</li> <li>No debe estar dado de alta en el registro como instalación de producción de energía (se impide la venta de excedentes a red).</li> <li>La potencia contratada por el consumidor no puede ser superior a 100 kW.</li> <li>La suma de las potencias instaladas de generación debe ser igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor (máximo 100 kW).</li> </ul>	<ul> <li>Un consumidor en un punto de suministro o instalación, asociado a una o varias instalaciones de producción.</li> <li>Existirán dos sujetos, el sujeto consumidor y el sujeto productor.</li> <li>En el caso de que existan varias instalaciones de producción, el titular de todas y cada una de ellas deberá ser la misma persona física o jurídica.</li> <li>Debe estar dado de alta en el registro como instalación de producción de energía (permite el cobro por venta de excedentes).</li> <li>La suma de las potencias instaladas de generación debe ser igual o inferior a la potencia contratada.</li> <li>No hay límite de potencia.</li> </ul>			



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

**Anexos** 

#### Equipos de medida

Como requisito general los puntos de medida de las instalaciones de autoconsumo se acogerán a las condiciones establecidas en el *Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico*, aprobado por el RD 1110/2007.

Los equipos de medida se deben instalar en la red interior en el punto más próximo al de frontera y tienen que tener una capacidad de medida horaria. Así mismo, se impide la instalación de apartados de consumos entre el generador y el contador.

Los encargados de la lectura de cada punto frontera serán los establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. Para la modalidad tipo 1 será el distribuidor.

En el caso de instalaciones con **elementos de acumulación (baterías)**, tanto para la modalidad tipo 1 como para la de tipo 2, éstas deberán disponer de las protecciones establecidas en la normativa de seguridad y calidad industrial que se les aplique y compartir el equipo de medida que registre la generación neta o el que registre la energía horaria consumida.

En el caso concreto de consumidores tipo 3 deben contar con dispositivos de comunicación remota y para los de tipo 4 y 5 con tele gestión y tele medida. A continuación, se describe la clasificación de los puntos de medida y frontera:

- Tipo 1: punto frontera de clientes de potencia contratada igual o superior a 10 MW, punto frontera de generación con potencia instalaciones generación igual o superior a 12 MVA y en cualquier otra frontera cuya energía intercambiada anual sea igual o superior a 5 GWh.
- Tipo 2: aquellos que no pudiendo clasificarse en tipo 1 sean: punto frontera clientes de potencia contratada superior a 450 kW, punto frontera generación con potencia instalaciones generación igual o superior a 450 kVA y en cualquier otro punto frontera cuya energía intercambiada anual sea igual o superior a 750 MWh.
- Tipo 3: aquellos que no pueden clasificarse en otra categoría.
- Tipo 4: potencia contratada superior a 15 kW e inferior a 50 Kw.
- Tipo 5: potencia contratada igual o inferior a 15 kW y potencia instalaciones generación igual o inferior a 15 kVA.

Por ello, cada instalación se enmarcará en un tipo distinto en función de su potencia.

#### Requisitos particulares para Modalidad Tipo 1

Los contadores adoptarán los mismos requisitos de precisión y comunicación que los del punto de frontera del consumidor. Los equipos que instalar son:

- o Equipo de medida que registre la energía neta generada de la instalación de generación
- Equipo de medida independiente en el punto frontera de la instalación
- Opcionalmente, un equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

#### Requisitos particulares para Modalidad tipo 1

Los contadores adoptarán los mismos requisitos de precisión y comunicación que los del punto de frontera del consumidor. Los equipos que instalar son:

- Equipo de medida que registre la energía neta generada de la instalación de generación.
- o Equipo de medida independiente en el punto frontera de la instalación.
- Opcionalmente, un equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado.

#### Requisitos particulares para Modalidad tipo 2

Es la modalidad que nos ocupa. Los equipos están obligados a adoptar las características más exigentes. Con carácter general los equipos a instalar son (configuración 13.2.a):

- o Equipo de medida bidireccional que mida la energía generada neta.
- o Equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado.
- Potestativamente, un equipo de medida bidireccional ubicado en el punto frontera de la instalación.

En el caso de que la suma de las potencias de producción sea menor o igual a 100 kW y el sujeto consumidor y los titulares de las instalaciones de producción sean la misma persona física o jurídica, deberán de disponer de *(configuración 13.2.b)*:

- o Equipo de medida bidireccional que mida la energía generada neta.
- o Equipo de medida bidireccional en el punto frontera de la instalación.
- o Potestativamente, un equipo de medida que registre la energía consumida total por el consumidor asociado.

Aunque el presente proyecto no se acoge a la modalidad tipo 2 unidos mediante líneas directas, indicamos que éstos deberán tener los equipos de medida necesarios para medir las demandas de la red, el consumo con independencia de su procedencia y el autoconsumo, (configuración 13.2.c).

#### 1.4.2. Retribución económica

Se aplicarán los cargos habituales de la factura eléctrica adaptados al autoconsumo:

- Peajes de acceso a las redes de transporte y distribución.
- Cargos asociados a costes del sistema.
- Cargos por otros servicios del sistema.

Las instalaciones de modalidad tipo 1 no recibirán retribución por vertidos. En el caso de la modalidad tipo 2, si se recibirá una retribución por el vertido horario y ésta será conforme a la normativa o a su régimen retributivo específico.

El factor de potencia se obtendrá del contador de producción.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

#### Peajes de acceso

A los consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo les resultarán de aplicación los cargos asociados a los costes del sistema eléctrico. Según la Disposición transitoria primera existen dos términos dentro de estos peajes, el cargo fijo y el cargo transitorio.

#### Peaje de acceso: cargo fijo (€/kW)

El **cargo fijo** se realiza sobre la diferencia entre la potencia de aplicación de cargos (la potencia requerida por la instalación en un período tarifario) y la potencia a facturar por el consumidor, considerándose esta diferencia nula cuando el valor sea negativo. Se trata de cargos anuales.

POT cargos fijos = Potencia de Aplicación de Cargos — Potencia a Facturar a efectos de aplicación de peajes de acceso

**Potencia que facturar a efectos de aplicación de peajes de acceso:** es la potencia por la que se factura en el suministro. Por lo general se trata de la potencia contratada, pero en tarifas como la 3.0 A o 3.1 A, esta potencia cambia en función de la potencia registrada en el maxímetro:

- Si la potencia registrada en el maxímetro es inferior al 85% de la potencia contratada se facturará el 85% de la potencia contratada.
- Si la potencia registrada en el maxímetro se sitúa entre el 85% y el 105% de la potencia contratada se facturará la potencia utilizada registrada en el maxímetro.
- Si la potencia registrada en el maxímetro supera el 105% de la potencia contratada hay una penalización y se facturará por la potencia contratada más el doble de la diferencia entre el valor registrado y el 105%.

**Potencia de Aplicación de Cargos:** es obligatorio instalar un contador homologado, que mida la energía generada, y otro equipo de medida independiente que mida la energía que se importa de la red eléctrica. Además, existen 3 supuestos según la configuración de contadores que se tenga:

Supuesto A: cuando existe un contador que registra la energía consumida total por el consumidor. En este caso, el RD dicta que, la potencia de aplicación de cargos coincide con la potencia contratada (o facturada en el caso de tarifas con maxímetros), por lo que tenemos que la potencia por los cargos fijos es CERO.

#### POT cargos fijos = Potencia Contratada - Potencia Contratada = 0

Siempre que se tenga este contador NO se paga por el término fijo de potencia. Este contador <u>es obligatorio siempre que la instalación sea superior a 100 kW y en el caso de la modalidad tipo 2 con instalaciones de hasta 100 kW y consumidor y productor personas diferentes.</u> Para el resto de casos es opcional.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

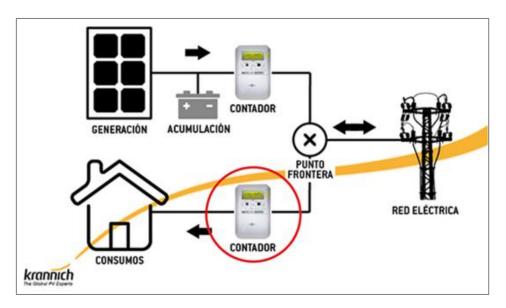


Ilustración 1-1. Configuración de contadores. Supuesto A, cargos fijos. Fuente imagen: Krannich Solar.

Supuesto B1: cuando no existe contador que registre el consumo total por parte del consumidor (contador supuesto A) y la instalación no es gestionable (es decir, que no tiene sistema de acumulación). En este caso, el RD dicta que, la potencia de aplicación de cargos vuelve a coincidir con la potencia contratada (o facturada en el caso de tarifas con maxímetros), por lo que tenemos que la potencia por los cargos fijos es CERO. Siempre que se tenga esta configuración NO se paga por el término fijo de potencia.

## POT cargos fijos = Potencia Contratada - Potencia Contratada = 0

Esta configuración <u>es opcional en el caso de la modalidad tipo 2 con instalaciones de hasta 100 kW y consumidor-productor diferentes</u>. Es obligatoria en la modalidad tipo 1 y potencia de la instalación de hasta 100 kW.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

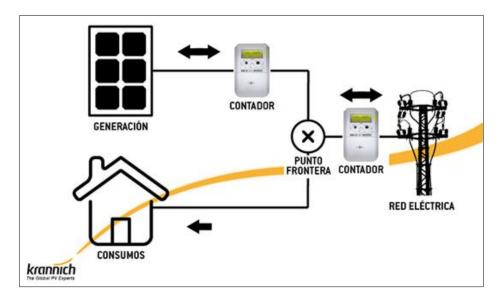


Ilustración 1- 2. Configuración de contadores. Supuesto B1, cargos fijos. Fuente imagen: Krannich Solar.

- Supuesto B2: cuando no existe contador que registre el consumo total del consumidor y la instalación es gestionable, es decir, tiene un sistema de acumulación. En este caso el RD indica que, la potencia de aplicación de cargos es la suma de 2 términos: el primero coincide con la potencia contratada (o facturada) y el segundo es la potencia máxima de generación en el periodo tarifario.
  - Siempre que se esté en esta situación se tendrá que pagar el cargo fijo por el término de potencia, debido a que siempre existirá esa potencia máxima de generación registrada en el contador de generación (no se refiere a la potencia pico instalada).

# POT cargos fijos = (Potencia Contratada + Pot Max. Generación) – Potencia Contratada = Pot. Max. Generación

Esta configuración <u>es opcional en el caso de la modalidad tipo 2 con instalaciones de hasta 100 kW y consumidor-productor diferentes</u>. Es obligatoria en la modalidad tipo 1 y potencia de la instalación de hasta 100 kW.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

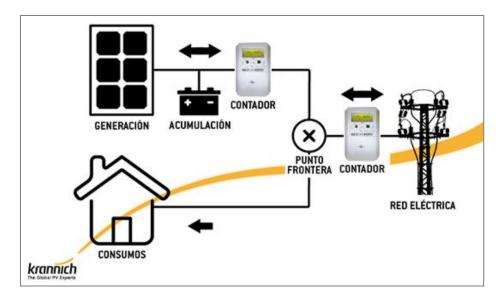


Ilustración 1-3. Configuración de contadores. Supuesto B2, cargos fijos. Fuente imagen: Krannich Solar.

En definitiva, <u>el peaje de acceso por el cargo fijo se aplica a aquellas instalaciones que tengan un sistema de acumulación (supuesto B2).</u>

Tabla 1-2. Peaje de acceso para el cargo fijo (€/kW). Fuente: RD 900/2015. BOE.

NIT	Peaje de acceso	Cargo fijo (€/kW)						
NT		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
ВТ	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,989169 8,989169 15,390453 15,390453	6,403250	14,266872				
АТ	3.1 A (1 kV a 36 kV)	9,451587	7,559262 8,176720 5,223211 1,683097 2,731715 0,000000	5,081433 9,919358 7,757881 4,477931 3,994851 1,811664	0,000000 11,994595 9,833118 6,402663 5,520499 3,511473	0,000000 14,279706 12,118229 8,074908 6,894902 4,991205	0,000000 4,929022 3,942819 2,477812 1,946805 1,007911	

## Peaje de acceso: cargo transitorio (€/kWh)

El **cargo transitorio** se aplica sobre el autoconsumo horario y se denomina cargo transitorio por energía autoconsumida. Será de aplicación tanto para la modalidad tipo 1 como para la de tipo 2. Solamente estarán exentos de este pago las instalaciones de modalidad tipo 1 con potencia contratada (y por ello instalada) menor de 10 kW.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Tabla 1-3. Peaje de acceso para el cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh). Fuente: RD 900/2015. BOE.

Danie de pessoa	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
Peaje de acceso	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,049033					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,063141	0,008907				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,063913	0,009405	0,008767			
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,060728	2.00				
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,074079	0,018282				
2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,074851	0,021301	0,014025			
3.0 A ( Pc > 15 kW)	0,029399	0,019334	0,011155			
3.1A(1 kV a 36 kV)	0,022656	0,015100	0,014197			
6.1A (1 kV a 30 kV)	0,018849	0,016196	0,011534	0,012518	0,013267	0,008879
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,018849	0,013890	0,010981	0,011905	0,012871	0,008627
6.2 ( 36 kV a 72,5 kV)	0,020138	0,016194	0,011691	0,011696	0,011996	0,008395
6.3 ( 72,5 kV a 145 kV)	0,022498	0,017414	0,012319	0,011824	0,011953	0,008426
6.4 ( Mayor o igual a 145 kV)	0,018849	0,013138	0,010981	0,011104	0,011537	0,008252

Corresponde a la empresa distribuidora realizar la facturación de los peajes de acceso y de los cargos transitorios fijos y variables, diferenciando cada uno de los términos.

#### 1.4.3. Conexión: contratos de acceso y de suministro

Para acogerse a cualquiera de las modalidades de autoconsumo reguladas en el RD 900/2015, el consumidor deberá suscribir un **contrato de acceso** con la empresa distribuidora directamente o a través de la empresa comercializadora, o modificar el existente, de acuerdo con la normativa de aplicación, para reflejar esta circunstancia.

Adicionalmente, en la modalidad tipo 2, el titular de la instalación de producción deberá suscribir un contrato de acceso con la empresa distribuidora, para sus servicios auxiliares de producción, directamente o a través de la empresa comercializadora, o modificar el existente, de acuerdo con la normativa de aplicación.

La fecha de alta, o modificación, del contrato de acceso del consumidor y de los servicios auxiliares del productor debe ser la misma. Además, ambos podrán formalizar un contrato de acceso conjunto si cumplen los siguientes requisitos:

- Instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del RD 1699/2011.
- La suma de las potencias instaladas no sea superior a 100 Kw.
- Consumidor y titulares de las instalaciones de producción sean la misma persona física o jurídica.
- Disponer de la configuración de medida establecida en el artículo 13.2.b) (segundo caso de la modalidad tipo 2).

El tiempo de permanencia en la modalidad elegida será como mínimo de un año, prorrogable automáticamente a 4. Este apartado es de aplicación aun cuando el productor no vierta energía eléctrica a las redes en ningún instante.

En cuanto a los **contratos de suministro**, el consumidor acogido a una modalidad de autoconsumo y el productor, en la modalidad tipo 2, para los servicios auxiliares de generación,



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

podrán adquirir la energía bien como consumidores directos en el mercado de producción o bien a través de una empresa comercializadora. En este último caso, el contrato de suministro podrá ser en mercado libre o en cualquiera de las modalidades previstas en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

Los contratos que, en su caso, suscriban con una empresa comercializadora deberán reflejar expresamente la modalidad de autoconsumo al que se encuentra acogido y cumplir con las condiciones mínimas que se establezcan en la normativa, aun cuando no se vierta energía a las redes en ningún instante.

Por último, el estudio de conexión debe ser asumido por el titular de la instalación. Solamente quedan excluidas de este pago, aquellas instalaciones de autoconsumo con modalidad tipo 1, potencia contratada igual o inferior a 10 kW y que acrediten que cuentan con un dispositivo que impide el vertido instantáneo de energía a la red de distribución.

#### Proceso de conexión con Endesa S.A.

Dirección web para las solicitudes de punto de conexión de generación:

http://www.endesadistribucion.es/es/oficinaOnline/puntossuministro/guiasolicitudesconexion/Paginas/guiatramitacion.html

Las fases de gestión en esta empresa son las siguientes:

## a. Solicitud

El punto de conexión se podrá solicitar a través de:

• Email: Solicitudes.NNSS@endesa.es

Teléfono: 902 534 100

En función de la tipología de la central y de su ubicación, Endesa facilitará un formulario que se deberá devolver cumplimentado. Pueden existir variaciones en la documentación solicitada en función de la aplicación de la legislación específica en cada comunidad autónoma.

Puede existir un representante que tramite la solicitud, en nombre del solicitante, y actúe como interlocutor. Éste puede ser un instalador, una comercializadora, una ingeniería, etc. Endesa podrá exigir al representante que aporte documentación firmada por el solicitante que acredite su autorización. El solicitante es la persona (o empresa) titular de la central de generación y asumirá los costes de conexión de la misma.

Documentación que aportar en esta fase:

- Datos generales y de contacto de solicitante y representante.
- Datos de ubicación de la central, nivel de tensión y punto de conexión propuesto, aportando documentación asociada (planos, esquemas).
- Tipo de generación, potencia de la central (kW) y características técnicas básicas de la central.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

- Se informará sobre si es necesario justificar resguardo de presentación de aval y su cuantía en función del tipo de generación y ubicación.
- Otra información necesaria según el caso.

El RD 1955/2000 establece que el titular deberá presentar el proyecto básico de la instalación y su programa de ejecución.

#### b. Análisis de la solicitud

Una vez recibida la solicitud, Endesa procederá a la realización de un estudio técnico para analizar su viabilidad en la red existente, validando el punto solicitado o bien estableciendo una solución alternativa para determinar el punto de conexión.

Las instalaciones que serán necesarias para la conexión de la central podrán ser:

- Red de distribución: instalaciones comprendidas entre las redes generales de distribución de energía eléctrica y el límite de la propiedad particular, legalmente definido en los bornes de entrada de la Caja o Armario General de Distribución en el caso de conexión en BT. En el caso de conexión en MT o AT (más de 1kV) el límite de titularidad suele estar en un elemento de corte tipo seccionador o interruptor que será definido junto con las restantes condiciones técnicas. La red de distribución pertenece a la empresa distribuidora, responsable de su operación y mantenimiento. Normalmente las redes necesarias para la conexión serán modificaciones o adecuaciones de redes existentes.
  - La conexión puede conllevar la realización de trabajos de ampliación o reforma de redes existentes en servicio, por lo que, por motivos de seguridad, estos trabajos serán realizados por la empresa distribuidora con cargo al solicitante. En el caso de que hubiera redes de distribución a desarrollar que no afecten a instalaciones en servicio, podrán ser realizadas directamente por el solicitante, que podrá elegir la empresa con la que realizar estos trabajos (instalador autorizado por la Comunidad autónoma o la propia empresa distribuidora). Todos estos aspectos serán convenientemente explicados en las condiciones técnicas a remitir como contestación a la solicitud.
- Instalaciones propiedad del cliente: estas instalaciones son las denominadas instalaciones de conexión de generación que parten desde el límite de propiedades hacia la central de generación y deben ser diseñadas, tramitadas, construidas y operadas por cuenta del titular de la central.
  - Estas instalaciones deberán ser desarrolladas por un instalador autorizado, teniendo en cuenta las consideraciones técnicas emitidas por la empresa distribuidora. El presente proyecto estaría dentro de este caso.

Una vez presentada toda la documentación necesaria, de acuerdo con la legislación vigente, la información sobre el punto de conexión se realizará en el plazo de:

Las instalaciones de generación de pequeña potencia, menores de 100 kW, (RD 1699/11), informarán del punto de conexión y condicionantes técnicos básicos en el plazo de un mes siendo la vigencia de la comunicación de tres meses, dentro de los cuales se deberá aceptar



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

dicho punto de conexión. Las centrales de potencia no superior a 10 kW, que cumplan los requisitos dispuestos en la legislación, tendrán la posibilidad de un método abreviado.

El resto de instalaciones informarán del punto de conexión y condicionantes técnicos básicos en el plazo de quince días siendo la vigencia de la comunicación del punto de conexión de seis meses, dentro de los cuales se deberá aceptar dicho punto de conexión.

Se debe tener en cuenta que, en función de la potencia solicitada, nivel de tensión y situación de las redes, dentro de la evaluación de capacidad de la red que se debe analizar, podrá ser necesario el estudio del Operador del Sistema, por lo que los plazos podrán verse incrementados. Endesa Distribución informará de esta circunstancia y gestionará con el Operador del Sistema el trámite necesario. La obtención de las condiciones técnico-económicas de detalle se producirá tras haber presentado el proyecto y cronograma de ejecución, de acuerdo con la legislación vigente. Endesa Distribución informará de los pasos necesarios para completar el procedimiento de conexión y acceso.

#### c. Aceptación de condiciones

La aceptación de las condiciones técnico-económicas facilitadas se formaliza a través de una comunicación fehaciente (carta) en la que se aceptan las mismas y en la que se define la forma de ejecución de las instalaciones elegida por el solicitante.

#### d. Ejecución y puesta en servicio de la red de distribución

Se puede conocer el estado de la petición en el Servicio de Atención Técnica de NNSS en el teléfono 902 534 100, indicando los datos del solicitante y, si es posible, el código de petición de suministro facilitado por Endesa Distribución.

Los plazos de ejecución dependen en gran medida del alcance de las instalaciones a realizar y autorizaciones previas a obtener. Endesa informará del plazo estimado en la carta que enviará con las condiciones técnico-económicas.

En el cómputo de plazos no se contabilizan los períodos necesarios para obtener las autorizaciones, permisos oficiales o conformidad de terceros necesarios para la realización de los trabajos cuya responsabilidad de concesión es ajena a la Distribuidora y sobre los que no se puede precisar su duración.

#### e. Puesta en servicio de la central

La puesta en servicio de la central requerirá las autorizaciones oportunas por parte de la administración competente.

A su vez, para permitir la conexión física de la central a la red de distribución, Endesa Distribución realizará las verificaciones oportunas analizando aspectos como las protecciones de interconexión, equipos de medida, etc., emitiendo los correspondientes informes de validez. En el caso de centrales de más de 450 kW de potencia, la verificación de equipos de medida será realizada por el Operador del Sistema.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Deberá formalizarse el Contrato Técnico de Acceso y en función del nivel de tensión de conexión y la tipología de la central, deberá contratarse el suministro de los consumos propios de la central.

Como se ha indicado anteriormente, las solicitudes con influencia en la red de transporte deberán contar igualmente con el eventual visto bueno del Operador del Sistema, trámite que Endesa gestionará con dicha entidad. Así mismo, Endesa informará del avance de los diferentes trámites.

#### Proceso de conexión con Iberdrola S.A.

Dirección web para las solicitudes de punto de conexión de generación:

https://www.iberdroladistribucion.es/distribucion-electrica/conexion-productores/proceso-conexion

Para la documentación técnica:

https://www.iberdroladistribucion.es/distribucion-electrica/conexion-productores/documentacion-tecnica

Las fases de gestión en esta empresa son las siguientes:

#### a. Solicitud del promotor

El punto de conexión será solicitado por el promotor a la empresa distribuidora a través de un mail a la dirección c<u>Aacometidasproductores@iberdrola.es</u>, adjuntando el formulario de solicitud correspondiente y la documentación indicada en dicho formulario. El promotor debe aportar una copia de la garantía económica presentada ante la comunidad autónoma, (exentas las instalaciones de autoconsumo tipo 1).

A partir de la solicitud recibida, Iberdrola realizará el estudio técnico sobre la viabilidad de dicha conexión y remitirá el informe y requisitos del punto de conexión.

Para instalaciones (o que formen parte de una agrupación) de potencia >1 MW, la normativa vigente exige como requisito previo, al analizar dicha conexión, la obtención del informe favorable del Operador del Sistema (REE) desde la perspectiva de la red de transporte.

Los plazos de respuesta a la solicitud del punto de conexión serán los establecidos en la normativa vigente: a las instalaciones de potencia menor a 100 kW (RD 1699/2011) se les informará en un 1 mes, con una vigencia del punto de conexión de tres meses (existe un método abreviado de conexión para instalaciones de potencia no superior a 10 kW). Al resto de instalaciones a las que les aplicarán las condiciones del RD 413/2014 se les informará en el plazo de 15 días, con una vigencia del punto de conexión de 6 meses.

El promotor debe comunicar a la distribuidora la aceptación del informe y requisitos del punto de conexión. Los requisitos necesarios para la aceptación de las condiciones de conexión por parte del titular se recogen en la carta de condiciones remitida por la distribuidora.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

#### b. Aprobación del proyecto por la comunidad autónoma (CC.AA.)

El promotor, cuando proceda:

- Solicitará ante la CC.AA. la autorización administrativa, presentará el proyecto básico y el programa de ejecución.
- Presentará a la empresa distribuidora la copia de la solicitud de la autorización administrativa, la justificación de la presentación del proyecto básico y el programa de ejecución ante la CC.AA.
- Presentará a la empresa distribuidora la autorización administrativa y la aprobación del proyecto por parte de la CC.AA.

#### c. Conexión a la red

La empresa distribuidora facilita el contrato técnico de acceso, el certificado de lectura si la potencia de la instalación es menor de 450 kW y un certificado de acceso y conexión. Para instalaciones de potencia mayor de 450 kW el responsable de emitir el certificado de medida es Red Eléctrica de España, S.A.

El promotor entrega a la distribuidora el acta de puesta en marcha o el certificado de instalación eléctrica y solicita la conexión a la red.

#### d. Contratación

En los casos en que la instalación de producción necesite realizar un contrato para sus consumos auxiliares, o sea una instalación de autoconsumo, para la realización del contrato de suministro el promotor deberá dirigirse a una comercializadora autorizada.

#### e. Instalación de los equipos de medida

La propiedad de los equipos de medida puede ser bien del promotor o de la empresa distribuidora. Iberdrola Distribución Eléctrica ofrece la posibilidad de alquilar dichos equipos (excepto equipos conectados en B.T. de instalaciones con una potencia mayor de 15kW).

Las instalaciones de potencia superior a 15 kW tienen obligación de estar dotadas de dispositivos de comunicaciones para la lectura remota (tele medida). Los equipos de medida instalados en puntos de medida tipo 5 de producción (potencia menor o igual a 15 kW) deberán disponer de discriminación horaria y ser integrados en el sistema de tele gestión de su encargado de la lectura.

Iberdrola Distribución Eléctrica revisará y precintará los equipos de medida y realizará la conexión de la instalación a la red.

#### Legalización de las instalaciones de autoconsumo

A continuación, se detallan los pasos a seguir para legalizar las instalaciones de autoconsumo según la modalidad a la que pertenezca.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

**Anexos** 

#### Legalización de la modalidad tipo 1

Los pasos son los siguientes:

- Solicitud de conexión a la distribuidora mediante el Anexo II del RD 1699/2011.
- Memoria técnica con esquema de conexión propuesto y CUPS del punto de suministro.
- Respuesta de la distribuidora, que cuenta con un plazo de 10 días para contestar. Si no lo hace se debe reclamar a la administración (Industria), que resuelve en 1 mes.
- Solicitud de la licencia de obra menor al ayuntamiento de la localidad.
- Ejecución de obra y boletín de la instalación, firmado por un instalador autorizado.
- Solicitud de conexión de la instalación acorde al Anexo III del RD 1699/2011.
- Plazo de 10 días para formalizar el contrato técnico de acceso, verificar la instalación y conectar.
- Inscripción en el Registro Autonómico de Instalaciones (tipo 1). Plazo de 1 mes desde la firma del contrato técnico de acceso.

#### Legalización de la modalidad tipo 2

Si la potencia de la instalación es menor de 100 kW, se rigen por el RD 1699/2011 y si es mayor de 100 kW, por el RD 1955/2000. Los pasos son los siguientes:

- Aval de 20 €/kW en la caja de depósitos según el modelo 060 de la Administración de Hacienda.
- Solicitud del punto de conexión a la distribuidora, que solicitará memoria técnica, esquema unifilar, plano de ubicación del contador, referencia catastral, datos del propietario y justificante del aval.
- Respuesta de la distribuidora con aceptación de las condiciones técnico-económicas.
- Solicitud de la licencia de obras: proyecto de instalación y seguridad y salud.
- Ejecución de obra: CFO (Certificado Final de Obra), CiBT (Boletín Eléctrico), OCA (certificado emitido por un Organismo de Control Autorizado).
- Contrato técnico con distribuidora, CIL (Código de Instalación de Producción a efectos de Liquidación), contrato económico con distribuidora, CAE (Código de Actividad y Establecimiento).
- Registro Autonómico según RD 900/2015 y Registro RAIPRE.
- Trámites finales con la distribuidora para vender excedentes y retirada del aval.

#### Alta en el Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica

Todos los consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica deberán solicitar la inscripción en el *Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica*. Esto se podrá llevar a cabo por medios electrónicos a través de la siguiente dirección web:

https://sede.minetur.gob.es/es-ES/procedimientoselectronicos/Paginas/registro-autoconsumo-energia-

<u>electrica.aspx?ShowResults=False&Page=16&Source=listadoProcedimientos.aspx&CommandName=Page</u>



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

La inscripción la realizará el sujeto obligado (titular del punto de suministro) en un plazo máximo de un mes, desde la formalización del contrato de acceso, y se acompañará de una declaración responsable conforme el artículo 71.bis de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común y del formulario cumplimentado del anexo II.

En el caso de las instalaciones de tipo 1, la empresa instaladora podrá realizar la solicitud de inscripción en el Registro en nombre del titular, pero la obligación de estar inscrito recae sobre este último.

En cualquier momento el gestor del Registro puede solicitar al titular de la instalación la documentación que acredite el cumplimiento de los requisitos y la comprobación de los datos aportados.

Los distribuidores deberán comunicar anualmente a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cualquier cambio de situación de un consumidor que estuviera conectado en el sistema eléctrico y modifique dicha conexión para posibilitar su aislamiento.

El Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) informará a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos con una periodicidad, al menos, trienal sobre la evolución del autoconsumo en España, analizando, entre otros, la implantación del autoconsumo, sus modalidades y la evolución de la tecnología.

#### Alta en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía

Las instalaciones de autoconsumo acogidas a la modalidad tipo 2 deberán darse de alta en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía. Este procedimiento está recogido en el Capítulo II del Título V del RD 413/2014.

Existen dos secciones en función de la potencia de la instalación, potencia instalada igual o inferior a 50 MW y potencia superior a 50 MW. Consta de dos fases, una inscripción previa y una fase de inscripción definitiva. Antes de la inscripción definitiva se debe realizar una prueba con el fin de acreditar potencia bruta, neta y mínima, según lo indicado en la normativa que regula los mecanismos de capacidad e hibernación.

Este RD recoge la posibilidad de que las comunidades autónomas puedan crear y gestionar sus propios registros, como ocurre en la Comunidad de Madrid. Así pues, la dirección web desde la que se deben realizar los trámites es la siguiente:

http://www.madrid.org/cs/Satellite?c=CM\_Tramite\_FA&cid=110916896666&definicion=Inscripcion+Registro&language=es&pagename=ComunidadMadrid%2FEstructura&pid=1109265444835&tipoServicio=CM\_Tramite\_FA

La inscripción previa se debe solicitar únicamente para el funcionamiento en pruebas de la instalación, en caso contrario, se debe solicitar directamente la inscripción definitiva. Para la **inscripción previa** hay que rellenar la solicitud correspondiente y adjuntar los siguientes documentos:



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

- Copia del resguardo de la tasa correspondiente.
- Copia del NIF del titular (personas físicas) o tarjeta de identificación fiscal (personas jurídicas).
- Poder fehaciente de la representación legal del solicitante y NIF de éste (personas jurídicas).
- Contrato técnico con la empresa distribuidora o, en su caso, contrato técnico de acceso a la red de transporte.
- Certificado emitido por el encargado de la lectura, que acredite el cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento unificado de puntos de medida del Sistema Eléctrico, con detalle del Código de la Instalación de producción a efectos de Liquidación (CIL).
- Informe del gestor de la red de transporte, o del gestor de la red de distribución en su caso, que acredite la adecuada cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión y el cumplimiento de los requisitos de información, técnicos y operativos establecidos en los procedimientos de operación, incluyendo la adscripción a un centro de control de generación con los requisitos establecidos en el RD 413/2014.
- Acta de puesta en servicio provisional para pruebas.
- En el caso de instalaciones fotovoltaicas, especificaciones técnicas del fabricante para los módulos fotovoltaicos instalados en las que figuren sus potencias máximas unitarias y las medidas en condiciones estándar, según la norma UNE correspondiente.
- En el caso de instalaciones en zonas no urbanas, documentación acreditativa del trámite ambiental, según la Ley de Evaluación Ambiental de la Comunidad de Madrid (Ley 2/2002) y el tramite urbanístico, según la Ley del Suelo de la Comunidad de Madrid (Ley 9/2001).
- En el caso de instalaciones híbridas, memoria justificativa que acredite los combustibles que van a ser utilizados, sus características y el porcentaje de utilización de cada combustible y/o tecnología en cada uno de los grupos y subgrupos.
- En los casos previstos en el art. 7.c) del RD 413/2014, copia del certificado de adhesión a un centro de control de generación.

Una vez comprobado el pago de la tasa, se tramita el expediente, verificando toda la documentación. En caso de que la documentación sea incorrecta, la Comunidad de Madrid enviará un requerimiento al interesado para que subsane los defectos encontrados, otorgándole un plazo para hacerlo. En caso de no corregir los defectos, se resuelve el expediente, notificándole al solicitante dicha resolución. Si la documentación es correcta, se procede a formalizar la inscripción definitiva.

Si se hubiera tramitado inscripción previa, el plazo máximo entre la notificación de la inscripción previa en el Registro y la presentación de la solicitud de inscripción definitiva será de **tres meses** (si no se solicita en dicho plazo se archivará el expediente, anulando la inscripción previa).

Para la **inscripción definitiva** se debe rellenar la solicitud correspondiente y adjuntar una serie de documentos que varían en función de si se ha realizado o no la inscripción previa.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

**Anexos** 

#### Sin inscripción previa:

Los mismos documentos que para la inscripción previa. (Ver listado del apartado anterior).

#### Con inscripción previa:

- Copia del resguardo de la tasa correspondiente.
- Copia de la resolución de inscripción previa.
- Poder fehaciente de la representación legal del solicitante (personas jurídicas).
- Acta de puesta en servicio definitiva o, en su caso, certificado de instalación eléctrica emitido por una Entidad de Inspección y Control Industrial (EICI).

#### Facturación por la venta de excedentes de energía

El RD 413/2014 establece que los productores tienen derecho a percibir la retribución que les corresponda por su participación en el mercado de producción de energía eléctrica a través de cualquiera de sus modalidades de contratación y, en su caso, el régimen retributivo específico regulado en el Título IV del RD. En nuestro caso particular no estamos dentro del régimen retributivo específico.

A su vez, los titulares de las instalaciones de producción deberán satisfacer, por el vertido horario realizado a la red, los peajes de acceso establecidos en el Real Decreto 1544/2011, así como realizar el pago del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, recogido en la Ley 15/2012, y que es el 7% de la producción de energía.

La retribución se recibirá por el vertido horario del excedente de energía. La energía eléctrica excedentaria se determina a partir del registro de energía saliente del contador situado en el punto frontera de la instalación. El pago será por el mismo precio que tenga el pool eléctrico en esa hora.

Las instalaciones de producción de energía eléctrica estarán obligadas a realizar ofertas económicas al operador del mercado para cada período de programación, bien directamente o a través de un representante. El operador del mercado y el Operador del Sistema realizarán las liquidaciones que correspondan a las instalaciones por la participación en el mercado y, con carácter mensual, ambos operadores remitirán al organismo encargado de la liquidación la información relativa a la liquidación realizada a las instalaciones.

La representación en el mercado puede correr a cargo de un representante propio de dicha instalación o a través de la comercializadora asociada.

En el tratamiento de los datos de los equipos de medida, la distribuidora es responsable de la lectura y debe remitir mensualmente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las medidas de las instalaciones tipos III y V (instalaciones con potencia menor o igual a 450 kW). El Operador del Sistema (REE) es el responsable del envío de las medidas de los equipos tipos I y II (instalaciones con potencia superior a 450 kW).



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

#### 1.5. Modalidades existentes de autoconsumo

Respecto a las instalaciones de autoconsumo existen diferentes modalidades como el sistema de balance neto, y su variante virtual, el sistema de tarifa neta, la bonificación por la energía autogenerada, el pago por la venta de los excedentes a la red, o la financiación de parte del coste que supone la instalación.

El balance neto es un método en el que la energía eléctrica generada por fuentes renovables y que no se puede consumir instantáneamente porque el consumo de energía es inferior a la generación, y/o a que no se dispone de sistemas de almacenamiento, se inyecta a la red de distribución. Esto hace que se adquieran unos derechos energéticos que posteriormente se pueden ejercitar consumiendo energía de la red gratuitamente (hasta que esos derechos se agotan). Estos balances se pueden hacer de forma mensual o anual. En el caso del balance neto virtual se aplica solamente a un conjunto concreto de edificios (por ejemplo, el parque inmobiliario municipal). Esta modalidad es muy recomendable para consumidores con una gran cantidad de edificios con diferentes usos y horarios. Países que apuestan por políticas de balance neto son Bélgica, Holanda, Grecia, Chipre y Estados Unidos.

El sistema de **tarifa neta** consiste en que cada kWh vertido a la red descuenta de la factura eléctrica una cantidad de dinero determinada (que puede variar en el tiempo). Es el caso de Chile.

En el caso de las **primas**, las retribuciones varían en función del país, por ejemplo, *Reino Unido* establece *feed-in-tariff*, tanto para la energía generada por las fuentes renovables (consumida o vertida a red) como por la venta de la energía sobrante. Los precios varían cada año y están estipulados en función del tipo de energía renovable y la potencia instalada. *Italia*, por su parte, establece primas por la venta de la energía sobrante. El precio está fijado en función del tipo de renovable y la potencia instalada. Otro ejemplo es *Dinamarca* que ha establecido un precio fijo, durante 20 años, por la energía generada, con el fin de potenciar este tipo de instalaciones y llegar así a su objetivo marcado de 2,5 MW instalados en el país.

Estos mecanismos, junto a unos trámites administrativos rápidos y sencillos, fomentan la implantación de instalaciones de autoconsumo, por lo que los países los utilizan para alcanzar los objetivos de potencia instalada que se han fijado. Algo que cobra especial importancia en países miembros de la Unión Europa debido a la obligación que tienen de cumplir los objetivos fijados en los horizontes 2020, 2030 y 2050.

En contraposición se encuentra España, dónde lejos de tener políticas energéticas que favorezcan la implantación de instalaciones de autoconsumo, tal y como piden las Directivas Europeas, tiene la legislación más restrictiva a nivel mundial, siendo el único país que impone el pago de peajes por la energía autogenerada. Además, no existe sistema de balance o tarifa neta ni retribuciones económicas por la generación de energía. Solamente en una de las dos modalidades se puede vender el excedente a la red (a precio de pool) y para ello el titular tiene que estar dado de alta como productor de energía, lo que repercute en la obligación de pagar un impuesto por la producción de energía.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

# 2. Anexo II: Parque inmobiliario municipal

El Ayuntamiento de Madrid tiene una estructura amplia y compleja, con más de un millar y medio de edificios y mobiliario urbano de distinta índole, repartidos por los 21 distritos que forman el municipio. La complejidad queda de manifiesto cuando, aparte de los diferentes usos y tipologías de las edificaciones, se analiza la condición de los edificios en función de si el Ayuntamiento es propietario o arrendatario del mismo, si se encuentra en uso por el Ayuntamiento, o está cedido o alquilado a terceros o si los consumos son contabilizados o no por el propio Ayuntamiento, sin olvidar los edificios e instalaciones cuya propiedad o gestión recae sobre un organismo autónomo o empresa municipal como la EMT, la Agencia Tributaria de Madrid, etc.

En este punto es necesario resaltar, que toda política en el ámbito de la sostenibilidad energética por parte del Ayuntamiento ha de englobar el conjunto de edificios, instalaciones y organismos que de una forma u otra participan en los servicios municipales. Si bien se entiende que los planes de actuación habrán de diseñarse en consonancia con la situación específica de cada caso teniendo en cuenta los actores que intervienen en la gestión o toma de decisiones.

Aunque la Hoja de Ruta se ha enfocado en aquellos edificios e instalaciones en que la variable energética es directamente gestionada por el propio Ayuntamiento, dejando fuera del estudio energético edificios e instalaciones gestionados por organismos públicos, agencias, empresas mixtas o dentro de contratos especifico, en el presente anexo se ha realizado un acercamiento al conjunto del parque inmobiliario municipal.

#### 2.1. Información y datos disponibles

Los datos del el parque inmobiliario municipal analizados en el estudio han sido proporcionados por el Ayuntamiento de Madrid, concretamente desde la Subdirección General de Energía y Cambio Climático del Área de Gobierno de Medio Ambiente y Movilidad, y su Departamento de Eficiencia Energética, del Servicio de Contratación de la Energía y Eficiencia Energética, Subdirección General de Arquitectura y Conservación de Edificios del Patrimonio y la Subdirección General de Ordenación y Patrimonio Protegido del Área de Gobierno de Economía y Hacienda.

La información recibida consta principalmente de listados de edificios, consumos energéticos, superficies y otras características de los edificios municipales en múltiples hojas de datos (ver Tabla 2-1). Debido a la cantidad de edificios, hojas de datos y documentos proporcionados, para poder cruzar y analizar la información se ha utilizado el *Código de Edificio*, número identificador que el propio Ayuntamiento tiene asignado a cada edificio. En algunos casos la falta de este código ha impedido identificar los datos correctamente.

Además de las hojas de datos ya mencionadas se han recibido un total de 137 documentos de auditorías y estudios energéticos, con diferentes alcances. Los años estudiados en dichas auditorías van desde 2008 a 2014, por tanto, puede que exista información que haya quedado obsoleta si se han realizado medias de mejora energética que no figuran en la información disponible.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Tabla 2- 1. Hojas de datos recibidos por parte del Ayuntamiento de Madrid.

Documentos	CUPS	CUPS con Edificio	Registros Código Único
CONSUMO POR EDIFICIO.xls			1.109
Consumos gas 2015.xls			586
2016_consumo gas_mega.xls	899	836	552
2016_consumo EE_mega.xls	1.668	1.222	998
Listado edificios municipales_2016.xls			1.343
MAESTRO_PTOS EE_2016.xls		1.260	956
MAESTRO_PUNTOS GAS.xls		891	582
Superficie MEGA.xls			658
Superficie Edificios Patrimonio.xls			582
Superficies Edificios Municipales.xls			1.571

De los 115 certificados energéticos recibidos, en algunos casos tan solo incluye la correspondiente etiqueta identificativa y, en otros, el informe que emite el programa de cálculo, así como algún listado de equipos.

Por otro lado, se han recibido 46 hojas de datos con curvas de carga eléctrica, en algunos casos del mismo punto de conexión, pero de diferente intervalo temporal. Después de estudiar dicha información, sólo se han podido identificar curvas de carga de 28 contadores distintos, correspondientes a 20 edificios municipales.

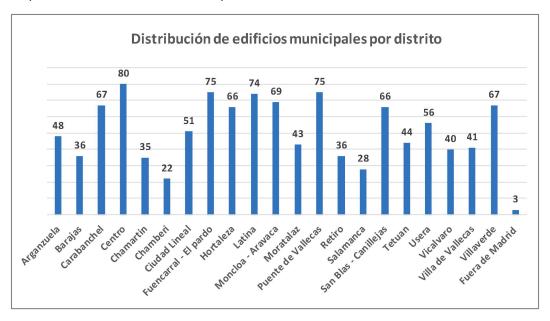


Ilustración 2-1. Distribución de edificios municipales por distritos.

Tras un exhaustivo análisis, se han contabilizado 1.580 códigos únicos de edificio. Con estos 1.580 edificios como base, se ha procedido a identificar y excluir aquellos que no son titularidad del Ayuntamiento, los alquilados y aquellos en los que el consumo lo pagan



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

**Anexos** 

empresas adjudicatarias, así como el mobiliario urbano (casetas, aseos y otros). Así, el listado de edificios se reduce a **1.122 edificios e instalaciones**, que se distribuyen en los diferentes distritos según se muestra en la **Ilustración 2-1**.

Cómo puede comprobarse en la Tabla 2-2 existe una divergencia entre los edificios existentes y los datos disponibles. Por ello, y aunque lo deseable hubiese sido el estudio del conjunto del parque inmobiliario municipal y posterior obtención de indicadores que la describiesen, en este caso, el estudio ha de realizarse sobre un muestreo representativo, sobre aquellos edificios en que la gestión energética es gestionada por parte del propio Ayuntamiento, dejando de lado aquellos edificios gestionados por otros organismos públicos, agencias, o subcontratas.

Tabla 2- 2. Resumen de consumos, curvas de carga y auditoras/estudios energéticos recibidos por tipología.

TIPO	N.º Edificios	Datos Consumo Eléctrico 2016	Curvas de carga	N.º Auditorias
Administrativo	94	60	10	3
Cultural	124	105	5	58
Deportivo	204	125	0	45
Educativo	345	299	0	17
Medio Ambiente	33	7	0	1
Mixto	21	17	4	5
Otros	84	15	0	0
Sanitario	7	0	0	0
Seguridad	56	48	1	1
Servicios Sociales	154	134	0	8
TOTAL	1.122	810	20	138

# 2.2. Tipologías del parque inmobiliario municipal

El parque inmobiliario de Madrid está dividido, en función de su uso, en 10 tipologías, predefinidas por el propio Ayuntamiento.

Los servicios que incluye cada tipología son principalmente:

- Administrativo: Ayuntamiento, juntas de distrito y oficinas de las diferentes áreas de gobierno.
- Cultura: centros culturales, bibliotecas y museos.
- **Deportivo**: centros e instalaciones deportivas, a cubierto o en el exterior.
- Educativo: colegios y escuelas infantiles.
- Medio Ambiente: edificios adscritos a parques, invernaderos, puntos limpios, etc.
- Mixto: edificios con más de un uso, generalmente educativo, cultural o de servicios sociales.
- Otros: cantones de limpieza, almacenes y edificios y locales con usos muy diversos.
- Sanitario: centros de salud municipales, centros de atención a drogodependientes, etc.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

**Anexos** 

- **Seguridad**: unidades integrales de distrito (comisarías de policía municipal), parques de bomberos.
- Servicios Sociales: centros de mayores, de servicios sociales, de acogida, etc.

Tabla 2-3. Distribución de edificios municipales por distrito y tipología.

	Administrativo	Cultura	Deportivo	Educativo	Medio Ambiente	Mixto	Otros	Sanitario	Seguridad	Servicios Sociales	TOTALES
Arganzuela	8	5	7	13	2	1	8	0	2	2	48
Barajas	2	5	8	10	3	0	1	0	2	5	36
Carabanchel	2	9	15	24	1	0	4	0	1	11	67
Centro	15	13	3	13	1	3	15	2	6	9	80
Chamartín	5	2	5	10	1	1	6	0	1	4	35
Chamberí	4	2	0	6	0	3	2	1	0	4	22
Ciudad Lineal	1	2	13	18	1	1	4	0	0	11	51
Fuencarral - El Pardo	2	9	17	28	0	3	4	0	2	10	75
Hortaleza	5	6	12	20	3	0	2	1	3	14	66
Latina	4	13	15	24	1	2	1	0	2	12	74
Moncloa - Aravaca	4	5	13	16	7	0	5	0	10	9	69
Moratalaz	6	4	7	14	1	0	6	0	2	3	43
Puente de Vallecas	5	5	15	32	2	0	2	0	2	12	75
Retiro	4	9	4	8	0	1	3	0	2	5	36
Salamanca	4	3	5	5	1	0	3	0	6	1	28
San Blas - Canillejas	3	6	19	21	1	1	4	0	3	8	66
Tetuán	3	5	8	9	0	2	6	1	3	7	44
Usera	3	8	13	18	3	1	1	0	2	7	56
Vicálvaro	6	4	4	16	2	1	1	0	1	5	40
Villa de Vallecas	3	5	7	14	1	0	2	2	3	4	41
Villaverde	5	4	14	24	2	1	3	0	3	11	67
Fuera de Madrid	0	0	0	2	0	0	1	0	0	0	3
TOTALES	94	124	204	345	33	21	84	7	56	154	1.122

Como puede verse en la distribución de las diferentes tipologías por distritos de la Tabla 2-3, no es uniforme. Entre los distritos que cuentan con más edificios están Centro (80), Puente de Vallecas y Fuencarral-El Pardo (ambos con 75) y entre los que menos Chamberí (22), Salamanca (28) y Chamartín (35); existiendo 3 instalaciones fuera de Madrid.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Por tipologías, las más numerosas son *Educativo* (345), *Deportivo* (204) y *Servicios Sociales* (154), que, junto con *Cultural*, *Administrativo* y *Otros*, están presente en todos los distritos, mientras que las que cuentan con menos edificios son *Sanitario* (7), *Mixto* (21) y *Medioambiente* (33). En el caso de *Medioambiente*, gran parte de las instalaciones son pequeñas (casetas, riegos) por lo que no se han tenido en cuenta en el presente estudio.

En el estudio energético, y la posterior hoja de ruta, se ha simplificado la clasificación, unificando aquellas tipologías que aportaban pocos edificios; como en las tipologías *Medio Ambiente* y *Sanitario*, donde la mayor parte de edificios e instalaciones son gestionados bien por organismos autónomos, empresas municipales, subcontratas; o que la gestión energética se realiza mediante contratos específicos, y son pocos los consumos asignados a estas categorías que son gestionados por la aplicación MEGA del Ayuntamiento. Por otra parte, los edificios pertenecientes a la tipología *Mixto* podrían incluirse en otras tipologías, aunque por falta de información y para simplificar se ha optado por unificar los consumos de edificios adscritos identificados de las tipologías *Medio Ambiente*, *Mixto* y *Sanitario* dentro de la tipología *Otros*.

# 2.3. Otros servicios municipales con consumos

Aunque el trabajo de análisis sobre el parque inmobiliario municipal realizado está encaminado a alimentar las siguientes líneas del proyecto, a lo largo de este informe ya se han ido obteniendo algunas valoraciones y conclusiones, que a continuación se exponen y contextualizan, centrándose en aquellos edificios que no se han incluido en el estudio realizado para la redacción de la Hoja de Ruta.

El parque inmobiliario municipal es complejo debido a la amplitud en el número de edificios e instalaciones y la heterogeneidad en cuanto a tamaño, tipología, adscripción, gestión, etc. A esta complejidad se suma también la participación de múltiples áreas de gobierno en la gestión y toma de decisiones sobre actuaciones en las diferentes infraestructuras públicas.

Se ha realizado una pequeña evaluación de otras instalaciones o edificios asociados a los servicios municipales con objeto de contextualizar el conjunto de la demanda y consumos energéticos municipales. Si ha sido posible, se han identificado y contabilizado consumos asociados de otros actores implicados en el comportamiento energético del Ayuntamiento.

#### Mobiliario urbano

El mobiliario urbano de Madrid consta de más de 2.000 elementos entre soportes publicitarios, aseos, columnas informativas y contenedores para reciclaje. La instalación y gestión de estos elementos corre a cargo de la empresa adjudicataria, que se queda con los derechos de su explotación publicitaria, pagando por ello, además, un canon anual al Ayuntamiento.

En algunos de los casos, disponen de suministro eléctrico para iluminación, alimentación de los paneles o pantallas informativas y, en la actualidad, comienza a incluirse además equipos wifi y bluetooth. A pesar de no suponer un coste para las arcas municipales, si suponen un consumo energético asociado que debería incluirse en la planificación estratégica de las políticas de ahorro y eficiencia en el ámbito municipal. De la misma forma que ya funciona en el Servicio



El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia Energética	19/12/2017
Hoja de Ruta Madrid 2030	Anexos

de Estacionamiento Regulado (SER), debería evaluarse la posibilidad de introducir sistemas de autoconsumo en el mobiliario urbano.

#### Alumbrado público

Existen más de 255.000 puntos de luz repartidos por todo el municipio, incluyendo la iluminación de túneles, carreteras y monumentos. En total representan más de 31 MW de potencia instalada. El consumo eléctrico en 2016 superó los 91 GWh (ver Tabla 2-4), sin contabilizar ni carreteras ni túneles.

Tabla 2-4. Alumbrado público de la Ciudad de Madrid. Año 20161.

A	เทือ 2016	
Distrito / Área	Puntos de luz	Potencia total (kW)
Total	255.899	31.210
Ciudad de Madrid	230.678	24.218
01. Centro	11.075	934
02. Arganzuela	7.368	907
03. Retiro	7.059	961
04. Salamanca	8.748	1.001
05. Chamartín	10.736	1.278
06. Tetuán	8.110	898
07. Chamberí	5.725	726
08. Fuencarral-El Pardo	16.785	2.002
09. Moncloa-Aravaca	15.121	1.500
10. Latina	16.157	1.584
11. Carabanchel	14.883	1.574
12. Usera	9.380	1.072
13. Puente de Vallecas	15.110	1.396
14. Moratalaz	7.350	711
15. Ciudad Lineal	12.145	1.245
16. Hortaleza	19.957	1.945
17. Villaverde	11.192	1.171
18. Villa de Vallecas	10.128	1.065
19. Vicálvaro	6.201	634
20. San Blas-Canillejas	12.252	1.118
21. Barajas	5.196	496

<sup>1</sup> Fuente: Área de Gobierno de Desarrollo Urbano Sostenible. Dirección General del Espacio Público, Obras e Infraestructuras. Área de información estadística: Alumbrado público. (<u>www.madrid.es</u>).



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Año 2016							
Distrito / Área	Puntos de luz	Potencia total (kW)					
Monumentos	2.507	616					
Carreteras	8.771	3.044					
Túneles > 200 m	13.943	3.332					

En la actualidad el 39% de los puntos de luz (incluyendo monumentos y carreteras) en alumbrado público exterior es de tecnología LED lo que representa el 17% de la potencia total instalada. Existe, además, un sistema de gestión y telecontrol en la práctica totalidad de los más de 2.600, y un centro de mando de alumbrado público que permiten gestionar el sistema de forma eficiente.

#### Organismos autónomos y empresas públicas

Son múltiples las entidades en las que participa el Ayuntamiento de Madrid, (organismos autónomos, empresas municipales y empresas de economía mixta). En el caso de organismos públicos y empresas públicas, la responsabilidad política recae al 100% en el Ayuntamiento de Madrid, mientras que en empresas mixtas y consorcios esta responsabilidad es compartida, siendo necesaria la implicación de otras instituciones o empresas. En aquellas entidades en las que la responsabilidad política recae únicamente sobre el Ayuntamiento, es razonable que la estrategia de sostenibilidad municipal vaya dirigida a dichas entidades. Se han identificado los siguientes organismos y empresas municipales:

- Agencia para el Empleo
- Informática del Ayuntamiento de Madrid
- Agencia Tributaria de Madrid
- Madrid Salud
- Agencia de Gestión de Licencias de Actividades
- Empresa Municipal de Servicios Funerarios y Cementerios de Madrid, S.A.
- Empresa Municipal de Transportes de Madrid, S.A. (EMT)
- Empresa Municipal de la Vivienda y Suelo de Madrid, S.A. (EMVS)
- Madrid Destino

Especial interés tiene la **Empresa Municipal de Transportes de Madrid, S.A. (EMT)** que gestiona uno de los pilares de cualquier planificación de sostenibilidad, la movilidad urbana. Aunque únicamente nos centrásemos en sus instalaciones, seguiría siendo especialmente interesante ya que sus cocheras, marquesinas y las propias oficinas son puntos relevantes para una estrategia de autosuficiencia a nivel municipal.

En la actualidad la EMT tiene un avanzado programa de eficiencia energética en sus edificaciones (con ahorros de más del 20%) y alcanza los 256 kW de potencia fotovoltaica instalada. Sin embargo, aún hay espacio por aprovechar, como las más de 4.000 marquesinas de paradas de autobuses que, siguiendo un formato de gestión similar al del mobiliario urbano, pueden compartir las mismas propuestas de mejora en el ámbito energético.



El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia Energética	19/12/2017
Hoja de Ruta Madrid 2030	Anexos

#### **Otras instalaciones relevantes**

Además de estas tres categorías que deben incluirse en la planificación de esta Hoja de Ruta, no hay que olvidar tampoco las estaciones de depuración de aguas residuales (EDAR) y el Parque Tecnológico de Valdemingómez, ya que por el momento son la mayor fuente de generación de energía municipal.

Durante 2015 las 8 EDAR existentes consumieron más de 110 GWh. Y, según los datos de 2014, generaron más de 35 millones de m³ de biogás, produciendo más de 73 GWh eléctricos, a los que se sumaron 23 GWh mediante cogeneración de residuos secos. Mientras, en el mismo año el Parque Tecnológico de Valdemingómez generó más de 145 GWh mediante incineración de RSU y 61 GWh gracias al biogás de vertedero y biometanización del vertedero de La Galiana (ver **Tabla 2-5**).

La generación eléctrica de los EDAR y RU representa más del 40% de la producción en régimen especial de todo el municipio, a lo que hay que sumar que el 40% de su producción total de energía se auto consume en las propias instalaciones.

Tabla 2-5. Fuentes energéticas municipales provenientes de sistemas de depuración y gestión de residuos.

		GWh	
Fuentes energéticas municipales EDAR y RU	Bruta	Venta R. Especial	Autoconsumo
Residuos urbanos (RU)			
Incineración (Las Lomas)	145,16	102,53	42,63
Biogás de vertedero + biogás de biometanización (La Galiana)	61,85	56,12	5,73
Lodos EDAR			
Biogás de biometanización	73,13	0	73,13
Cogeneración			
Secado térmico de lodos	22,93	17,99	4,95

#### 2.4. Análisis de la superficie

A la hora de analizar y caracterizar el comportamiento energético de edificios es necesario conocer la superficie objeto del análisis, que correspondería a la superficie útil o climatizada en la mayoría de los casos. En tipologías como medio ambiente o deportivas, en las que existen espacios abiertos y la iluminación puede tener un papel significativo, sería necesario, además, conocer la superficie total del emplazamiento.

Los datos de superficies que se han podido recabar corresponden a superficie construida, por lo que los indicadores estadísticos resultarán algo más optimistas que los reales, al contabilizar una superficie mayor que la útil (ver **Tabla 2-6**).



# El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia Energética Hoja de Ruta Madrid 2030 Anexos

Tabla 2- 6. Parque inmobiliario municipal y datos de superficie.

	Edificios	Datos Superficie	%
Administrativo	118	71	60%
Cultural	144	114	79%
Deportivo	249	147	59%
Educativo	360	335	93%
Otros	543	174	32%
Seguridad	63	54	86%
Servicios Sociales	165	149	90%
Total	1.642	1.044	64%

A partir de los datos recabados, se ha realizado un análisis estadístico del conjunto del parque inmobiliario municipal por tipología. Se muestra en la **Tabla 2-7.** 

Tabla 2-7. Análisis estadístico de los datos de superficie recabados.

	MAX	P90	Mediana	P10	MIN	Promedio
Administrativo	54.035	10.287	3.062	268	45	5.513
Cultural	67.819	3.311	1.358	231	24	2.227
Deportivo	26.353	8.526	1.000	119	32	3.231
Educativo	8.464	4.637	2.690	1.113	108	2.830
Otros	15.779	6.327	897	70	6	783
Sanitario	9.500	6.679	1.173	494	200	2.279
Seguridad	26.292	4.607	1.241	346	100	2.648
Servicios Sociales	6.312	2.997	1.416	286	45	1.615

A partir de los datos de superficies disponibles sobre el total de edificios y del análisis estadístico, se ha estimado un valor de superficie total y superficie promedio por tipologías (ver Tabla 2-8). Se han realizado correcciones, por cada tipología, para eliminar pequeños edificios e instalaciones que no tienen una participación relevante en el comportamiento energético. En la mayoría de las tipologías no se han tenido en cuenta edificaciones menores de 250 m², mientras que en *Deportivo* se han eliminado las menores de 100 m² y en *Medio Ambiente* los menores de 50 m².



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Tabla 2-8. Superficies totales y promedio de edificios e instalaciones por categorías.

	Datos superficie (m²)	Superficie Media (m²)	Superficie Estimada (m²)	Distribución por tipologías
Administrativo	391.442	5.132	545.907	16%
Cultural	253.876	2.383	303.998	9%
Deportivo	474.945	2.900	668.176	20%
Educativo	948.161	2.857	1.013.214	31%
Otros	255.649	561	362.841	11%
Seguridad	142.988	2.841	162.418	5%
Servicios Sociales	240.695	1.728	262.228	8%
Total	2.707.755	25.054	3.318.782	100%

La existencia de grandes superficies en cada tipología es tan importante, que entre el 10% y el 20% de los edificios, ocupan más del 50% de la superficie total de cada tipología.

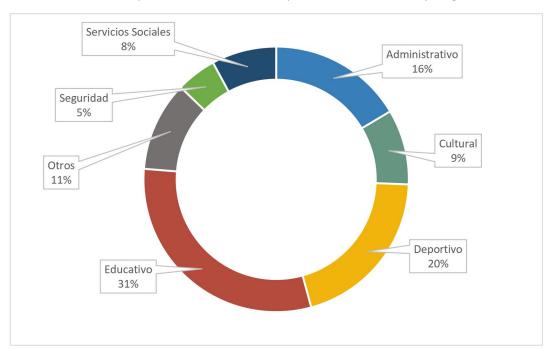


Ilustración 2-2. Distribución de superficie por categorías.

Las superficies contabilizadas y estimadas incluyen edificaciones que, aunque en la actualidad no se contabilice su demanda energética, sí se hará en un futuro. Por ese motivo, en el análisis energético posterior se han utilizado solo las superficies de aquellos edificios en los que el Ayuntamiento contabiliza su consumo actualmente.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

# 3. Anexo III: Actuaciones en eficiencia energética

La eficiencia energética es uno de los pilares sobre los que se basa todo modelo energéticamente sostenible. La energía más limpia es aquella que no se produce, por tanto, antes de realizar cualquier proyecto de generación de energía eléctrica para consumo propio se deben realizar todas las medidas necesarias de ahorro energético, con la finalidad de que la demanda del edificio sea la más eficiente posible. Una vez que el edificio demanda energía de forma eficiente, su consumo será el mínimo necesario y es entonces, sobre ese consumo, cuando se deben plantear las instalaciones de autoconsumo.

En el presente anexo se identifica y proponen las medidas de actuación energética que se han tenido en cuenta para alcanzar el Escenario de Eficiencia. Estas actuaciones que aquí se enumeran y describen, ya se han comenzado a implementar por parte del Ayuntamiento de Madrid en parte de sus edificios e instalaciones, por tanto, el trabajo pendiente es la generalización de estas actuaciones, hasta alcanzar los escenarios de eficiencia que se proponen en la Hoja de Ruta Madrid 2030

# 3.1. Sistemas de Gestión Energética

Un Sistema de Gestión Energética (SGE) es una herramienta desarrollada para reducir el uso y consumo de energía, los costes financieros y, consecuentemente, las emisiones de Gases de Efecto Invernadero, en cualquier organización. Su implantación conlleva grandes beneficios debido a que gracias a ésta se identifican y ponen en marcha medidas de ahorro energético a corto, medio y largo plazo, sistematizando dichas actuaciones para perseguir una mejora continua en el uso de la energía.

A su vez, sirve para certificar y demostrar el compromiso de políticas de lucha contra el cambio climático y la responsabilidad corporativa de reducción de la huella medioambiental de dicho organismo, mejorando su imagen de cara al exterior.

En la actualidad la norma ISO 50.001 de Sistemas de Gestión Energética, (que sustituye a la ISO 16.001) que se basa en el principio "medir para identificar, e identificar para mejorar", describe y enumera una serie de requerimientos y actuaciones que facilitan la gestión de la variable energética. El Ayuntamiento de Madrid ya ha comenzando a implementar varios Sistema de Gestión Energética bajo los requerimientos de dicha norma en diferentes edificios municipales, algunos de las cuales se encuentran ya certificados, otros están en proceso o se encuentra ya monitorizados, como paso previo.

Además, el Ayuntamiento está llevando a cabo la implementación, por fases, de un sistema de monitorización energética, que pretende alcanzar a los 400 edificios o instalaciones más consumidoras y que representan más del 80% del consumo total municipal.

Así mismo, se ha desarrollado una aplicación centralizada en la que se registra la producción de las instalaciones fotovoltaicas que están actualmente en funcionamiento en los edificios municipales.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

**Anexos** 

#### 3.2. MAEs en iluminación

La iluminación, tanto interior como exterior, es una de las cargas más importantes de cualquier edificio. Una iluminación obsoleta (cómo es aquella constituida por lámparas incandescentes, halógenas, fluorescentes, halógenuros metálicos o vapor de sodio/mercurio) conlleva un gran consumo de energía por lo que es necesario sustituir este tipo de lámparas por lámparas con tecnología LED.

### Sustitución de lámparas convencionales por lámparas LED

Las lámparas LED presentan grandes ventajas respecto al resto:

- Alta eficiencia, debido a su capacidad de producción de energía lumínica (90-130 Lm/W).
- Consumen poca energía (hasta un 85% menos) y emiten poco calor (el 80% de la energía que consumen se convierte en luz).
- Larga vida útil (50.000 h), baja depreciación luminosa, resistentes a un mayor número de ciclos de encendido-apagado.
- o No contienen componentes contaminantes (mercurio, plomo, etc.).
- o Prácticamente reciclables en su totalidad.
- o Encendido instantáneo.
- Excelente direccionalidad de la luz, sin pérdidas por reflexión, lo que permite un mayor factor de utilización y una mínima contaminación lumínica.
- No emiten radiación ultravioleta ni infrarroja.
- o Índice de reproducción cromática (IRC) superior a 80.
- Luz blanca a temperaturas de calor entre 3.000 K y 8.000 K.

Para llevar a cabo la sustitución de lámparas convencionales por LED se debe considerar la eficiencia luminosa (Im/W), que es la relación entre la cantidad de luz real emitida y la potencia consumida. La ventaja de las lámparas led es que una potencia muy baja (vatios) emite una gran cantidad de luz (lúmenes), lo que supone un ahorro de energía de hasta el 85%, dependiendo de con qué tipo de lámpara se compare.

En la siguiente tabla se pueden ver las equivalencias y el ahorro energético aproximado para cada tipo de lámpara. (Se ha realizado para las potencias de lámparas más comunes).

Tabla 3-1. Equivalencias de lámparas convencionales con lámparas led.

Tipo de iluminación	Tipo de lámpara	Eficiencia Iuminosa (Ium/W)	Potencia Iámpara (W)	Potencia LED equivalente (W)	Ahorro energético (%)
Interior	LED	90-130	-	-	-
Interior	Incandescente	10-15	40-75-100	4-10-15	85
Interior	Halógenas (dicroicas)	15-25	35-50-100	5-7-15	85
Interior	Halógenas (downlight)	15-25	20-40-60	10-18-32	50
Interior	Fluorescente (T8)	60-95	18-36-58	9-16-23	50
Interior	Bajo consumo	50-90	11-22-30	6-8-13	50



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Tipo de iluminación	Tipo de lámpara	Eficiencia luminosa (lum/W)	Potencia Iámpara (W)	Potencia LED equivalente (W)	Ahorro energético (%)
Exterior	Halogenuro metálico	65-120	70-250-400	30-100-160	40
Exterior	Vapor sodio alta presión	80-150	80-170-270	20-40-65	70
Exterior	Vapor de mercurio	40-60	140-270	50-100	60

#### Instalación de detectores de presencia e interruptores horarios astronómicos

La otra medida de eficiencia energética que existe en iluminación es la instalación de detectores de presencia en aquellas estancias de paso u ocupación intermitente como pasillos y aseos. Estos detectores constan de un sensor que se activa cuando detectan la presencia o el movimiento de una persona, de forma que controlan electrónicamente el encendido y apagado de las lámparas, según un tiempo de retardo programable, y el nivel de iluminación natural. Así, las horas de funcionamiento de las lámparas se limitarían a los momentos en los que se usa esa estancia, disminuyendo las horas de uso, con el consiguiente ahorro energético.

Los interruptores horarios astronómicos se usan en iluminación exterior. Incorporan un programa especial que sigue los horarios de ortos y ocasos de la zona geográfica donde estén instalados y tienen la ventaja de que no es necesaria la reprogramación manual de los tiempos de encendido y apagado. Además, tienen la posibilidad de poder retrasar o adelantar de manera uniforme estos tiempos de maniobra, consiguiendo con ello un ahorro adicional.

# Iluminancia media, valor de eficiencia energética de la instalación y potencia máxima instalada

Los **niveles de iluminación recomendados** dependen de las actividades que se vayan a realizar. En general se pueden distinguir niveles por tareas, con requerimientos luminosos mínimos, normales o exigentes.

En el primer caso estarían las zonas de paso (como pasillos o vestíbulos) y locales poco utilizados (almacenes, cuartos técnicos) con iluminancias entre 50 y 200 lux. En el segundo, las zonas de trabajo y otros locales de uso frecuente, con iluminancias entre 200 y 1.000 lux. Por último, están los lugares donde son necesarios niveles de iluminación muy elevados (más de 1.000 lux) debido a que se realizan tareas visuales con un grado elevado de detalle (se puede conseguir con iluminación local). La siguiente tabla recoge la iluminancia media recomendada para los tipos de salas más comunes:

Tabla 3-2. Niveles de iluminancia media recomendados según UNE-EN 12464-1.

Categoría de zona	lluminación recomendada (lux)
Zonas de paso	100
Escaleras	150
Cuartos técnicos	200
Almacén	100
Aseos	200



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Categoría de zona	lluminación recomendada (lux)
Recepción	300
Comedor	200
Salas de descanso	100
Puestos de oficina y salas de reuniones	500
Aulas y laboratorios	400
Bibliotecas y salas de estudio	500
Atención médica	500
Industria (trabajos con requerimientos visuales limitados)	300
Industria (trabajos con requerimientos visuales normales)	750
Industria (trabajos con requerimientos visuales especiales)	1.500

Según el Código Técnico de la Edificación, en su Documento Básico sobre Ahorro Energético Sección 3 - *Eficiencia Energética de las instalaciones de iluminación (CTE DB HE 3),* cuyo ámbito de aplicación es la iluminación interior de edificios de nueva construcción, la intervención de edificios existentes con una superficie total final superior a 1.000 m² dónde se renueve más del 25% de la superficie iluminada, o en edificios que tengan un cambio de uso característico. En estos casos, se deberán aplicar las siguientes exigencias:

Cumplir con el valor de eficiencia energética de la instalación VEEI ( $W/m^2$ ), que viene determinado por la siguiente expresión:

$$VEEI = \frac{P * 100}{S * E_m}$$

#### donde:

- P, es la potencia total instalada, (lámpara y equipos auxiliares) [W].
- S, es la superficie iluminada [m²].
- $E_{m,}$  es la iluminancia horizontal media mantenida [lux].

Los valores de eficiencia energética límite en recintos interiores se definen en la siguiente tabla.



19/12/2017

#### Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Zonas de actividad diferenciada	VEEI limite
administrativo en general	3,0
andenes de estaciones de transporte	3,0
pabellones de exposición o ferias	3,0
salas de diagnóstico (1)	3,5
aulas y laboratorios (2)	3,5
habitaciones de hospital (3)	4,0
recintos interiores no descritos en este listado	4,0
zonas comunes (4)	4,0
almacenes, archivos, salas técnicas y cocinas	4,0
aparcamientos	4,0
espacios deportivos (5)	4,0
estaciones de transporte (6)	5,0
supermercados, hipermercados y grandes almacenes	5,0
bibliotecas, museos y galerías de arte	5,0
zonas comunes en edificios no residenciales	6,0
centros comerciales (excluidas tiendas) (7)	6,0
hostelería y restauración (8)	8,0
religioso en general	8,0
salones de actos, auditorios y salas de usos múltiples y convenciones, salas de ocio o espectáculo, salas de reuniones y salas de conferencias (9)	8,0
tiendas y pequeño comercio	8,0
habitaciones de hoteles, hostales, etc.	10,0
locales con nivel de iluminación superior a 600lux	2,5

Ilustración 3-1. Valores límite de eficiencia energética de la instalación VEEI.

Además, esta misma sección establece otros valores límite a cumplir como **la potencia instalada máxima en iluminación**. Para el cálculo se deberá tener en cuenta la potencia de las lámparas y la de los equipos auxiliares y no podrá superar los siguientes valores:

Uso del edificio	Potencia máxima instalada [W/m2]
Administrativo	12
Aparcamiento	5
Comercial	15
Docente	<mark>15</mark>
Hospitalario	15
Restauración	18
Auditorios, teatros, cines	15
Residencial Público	12
Otros	10
Edificios con nivel de iluminación superior a 600lux	25

Ilustración 3-2. Valores límite de potencia instalada en iluminación.

# Por último, obliga a instalar sistemas de control y regulación:

 Sistema de encendido y apagado manual y/o sistema de encendidos por horario centralizado, para toda la zona; control de encendido y apagado por sistema de detección de presencia temporizado o pulsador temporizado para zonas de uso esporádico.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

 Sistemas de aprovechamiento de la luz natural que regulen la iluminación proporcionalmente y automáticamente mediante un sensor de luminosidad y en las condiciones indicadas por el documento.

### 3.3. MAEs en climatización y ACS

Como se ha visto, la climatización es el sistema que más consume en todas las tipologías de edificios, por lo que llevar a cabo medidas de ahorro energético es vital para la disminución de la demanda global. Las actuaciones que se pueden realizar son diversas: desde constructivas, actuando sobre la envolvente del edificio, hasta de los equipos instalados que forman los sistemas de calefacción y refrigeración.

#### Medidas constructivas:

- Mejora del aislamiento de la fachada. Las fachadas suponen la mayor parte de la superficie de la envolvente del edificio, por lo que, si no tienen una resistencia térmica buena, se producirán pérdidas de energía procedente de la climatización. Existen varios sistemas de aislamiento térmico exterior o SATE, para todo tipo de fachadas, con soluciones trasdosadas, ventiladas o airadas, que mejoran el aislamiento eliminando puentes térmicos. Esto evita pérdidas de calor del interior del edificio, lo que repercute directamente en un ahorro energético, necesitando menos energía para mantener unas temperaturas óptimas en el edificio. La normativa actual vigente en España y de obligado cumplimiento para edificios de nueva construcción o rehabilitación es el Código Técnico de la Edificación, que en su Documento Básico Ahorro Energía (HE 1) establece características constructivas, así como los valores de transmitancia y resistencia térmica que debe tener una envolvente en función de la zona climática. A su vez, el Ayuntamiento de Madrid ha desarrollado su propia Guía Técnica de Edificación Sostenible estableciendo valores más exigentes que los indicados en el CTE. Por último, también cabe señalar la existencia de otros estándares de construcción como el PassivHaus, que recoge valores aún más exigentes para la demanda y carga tanto de calefacción como de refrigeración, así como valores de estanqueidad, transmitancia y demanda y generación de energía primaria renovable.
- Sustitución de ventanas. Unas ventanas antiguas provocan muchas infiltraciones y pérdidas térmicas. Como consecuencia, en los meses más calurosos, a la vez que se refrigera el interior del edificio, y aún sin estar recibiendo insolación directa, se producen grandes ganancias térmicas en el interior. Esto provoca que la bomba de calor tenga que funcionar a mayor carga, o más horas, para compensar estas ganancias de calor, repercutiendo en un mayor consumo de energía. Esta situación se ve acentuada en los casos en los que a la vez se está produciendo insolación directa sobre las ventanas y cerramientos, puesto que las ganancias térmicas son aún mayores. En el caso de los meses más fríos, ocurre lo contrario. Debido al poco aislamiento de las ventanas, se producen infiltraciones de aire frío desde el exterior que se tiene que compensar incrementando el uso de los equipos generadores de calor. Es por ello por lo que la sustitución de este tipo de ventanas por otras mucho más eficientes es



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

esencial a la hora de eliminar demandas ineficientes de energía. Las ventanas que instalar deberán cumplir los criterios establecidos en las normativas anteriormente citadas.

Instalación de láminas de protección solar en ventanas en casos en los que existan grandes lucernarios, que son beneficiosos porque contribuyen al acceso de luz natural al edificio, con el consiguiente ahorro en iluminación, pero también favorecen la entrada de radiación solar, algo positivo en los meses de invierno, pero contraproducente en los de verano, cuando el edificio está en modo refrigeración. En estos casos es conveniente la instalación de una protección solar sobre el cristal, con el fin de disminuir el paso de radiación solar directa, reduciendo así la demanda de refrigeración. Es importante que la lámina siga permitiendo la entrada de luz natural.

#### Equipos de climatización:

- Sustitución de calderas por bombas de calor. Las calderas, de gas natural o gasóleo, son equipos que queman dichos combustibles para calentar agua, que se destina a aclimatar el edificio y/o para uso sanitario. El principal problema de estos sistemas es que utilizan combustibles fósiles para su funcionamiento. Para llevar a cabo un modelo energéticamente eficiente y sostenible es necesario electrificar la demanda. Los equipos por los que se sustituyen las calderas son, principalmente, bombas de calor que tienen varias ventajas sobre las calderas convencionales. La primera es que un mismo equipo sirve para aclimatar el edificio todo el año, ya que funcionan como calefacción y refrigeración y, además, se pueden utilizar para la ventilación de los edificios. La segunda y más importante, es que son mucho más eficientes, con unos valores aproximados de COP (eficiencia en calefacción) y EER (eficiencia en refrigeración) de entre el 300% y el 400%, mientras que las calderas de gasóleo oscilan entre un 80% y un 90% y las de gas natural entre un 90% y un 100%. El ahorro energético se obtiene gracias a estas eficiencias ya que con las bombas de calor se necesita hasta 3 o 4 veces menos energía para calefactar un edificio que con las calderas, lo que hace posible también disminuir la potencia instalada en climatización. Además, al funcionar con energía eléctrica, se puede alimentar mediante sistemas de autoconsumo o generación distribuida, evitando así el uso de combustibles fósiles y las consiguientes emisiones de GEI.
- Aislamiento de tuberías y bombas de impulsión. Si el edificio cuenta con un sistema de tuberías para la distribución de agua caliente y fría para la climatización (y ACS), es conveniente realizar el aislamiento térmico, tanto en tuberías como en los cuerpos de las bombas de impulsión, ya que reducirán las pérdidas de energía durante el recorrido.
- Instalación de sondas de CO₂ en edificios de pública concurrencia. Existen varios tipos de bombas de calor como las climatizadoras y los rooftop que proporcionan aire primario periódicamente al interior del edificio. La cantidad de aire primario se basa en las condiciones de diseño de la climatizadora según los criterios establecidos por el CTE, por lo que se trata de un valor teórico, siendo más interesante que se adapte a las



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

necesidades reales del edificio. Para ello, los equipos deberán estar controlados por sondas que midan el nivel o concentración de CO<sub>2</sub> existente, de forma que el porcentaje de apertura de las compuertas dependa de este parámetro, lo que permite optimizar y reducir el número de renovaciones de aire diarias.

El Ayuntamiento de Madrid aprobó en su Boletín Oficial (BOAM) del 7 de julio de 2016, que todos los edificios, que ellos mismo promuevan, cuya construcción (o rehabilitación) se inicie a partir del 31 de diciembre de 2018, serán edificios de energía positiva. Para ello el Ayuntamiento de Madrid ha desarrollado una Guía Técnica de Edificación Sostenible, en la cual establece que la demanda primaria neta tanto para calefacción como para refrigeración no debe exceder de 20 kWh/m² y año. El uso máximo de energía primaria, considerando ésta como la energía de uso normal del edificio (calefacción, refrigeración, ventilación, calentamiento de agua e iluminación), será de 80 kWh/m² y año. Para satisfacer el abastecimiento de energía se debe dotar al propio edifico de instalaciones de energía renovable, eligiendo aquellas más adecuadas según sus características.

### 3.4. Bombas de calor eléctricas

El Parlamento Europeo y el Consejo, a través de la Directiva 2009/28/CE de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, determina que en el cálculo de la cuota de energía procedente de fuentes renovables se deberá tener en cuenta la energía ambiente de tipo aerotérmico, hidro térmico o geotérmico capturada por las bombas de calor, es decir, que reconoce como energía renovable la capturada por las bombas de calor. Posteriormente, la Decisión de la Comisión de 1 de marzo de 2013 (2013/114/UE) establece que las bombas de calor accionadas eléctricamente deben considerarse como renovables siempre que su SPF (SCOPnet²) sea superior a 2,5.

Una bomba de calor es una máquina térmica, que toma el calor de un espacio frío y lo transfiere a otro más caliente. La ventaja, frente a otros sistemas de climatización, reside en su capacidad para aprovechar la energía existente en el ambiente (foco frío), tanto en el aire (aerotermia) como en el agua (hidro termia) o en la tierra (geotermia), para acondicionar las dependencias interiores (foco caliente) con una aportación relativamente pequeña de trabajo en forma de energía eléctrica. Su funcionamiento se basa en un ciclo termodinámico reversible, por lo que las bombas de calor son capaces de aportar tanto frío como calor.

#### Tipos de bombas de calor eléctricas

Se clasifican en función de la fuente de la que toman el calor y a la que se lo ceden:

- Aire aire: las más extendidas debido a la disponibilidad de las fuentes. Toman calor del aire exterior y lo ceden al caudal de recirculación del aire de la zona a calefactar.
- **Aire agua:** toman el calor del aire exterior y se lo ceden al agua de circulación de una instalación de calefacción por agua.

<sup>2</sup> SCOPnet: Coeficiente de rendimiento estacional neto en modo activo, en el caso de las bombas de calor accionadas eléctricamente. El cálculo debe efectuarse mediante la Norma UNE 14825:2012.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

- Agua aire: toman el calor de una corriente de agua, un río cercano o una corriente subterránea, y se lo ceden al aire del local a calefactar.
- Agua agua: toman el calor de una corriente de agua y se lo ceden al agua de una instalación de calefacción.
- Tierra aire y tierra-agua: estas bombas de calor son las mismas que las anteriores de agua. La diferencia estriba en que en estas el agua no es la fuente de calor, sino que es un fluido auxiliar para tomar el calor del terreno, cuya temperatura a poca profundidad permanece prácticamente constante. Son las bombas de calor que se utilizan en las instalaciones de calefacción llamadas geotérmicas.

#### Eficiencia energética de las bombas de calor eléctricas

El concepto de rendimiento se aplica a máquinas de generación o transformación de energía y debido al primer principio de la termodinámica, su valor no puede ser superior a la unidad. Las bombas de calor no generan energía, la transportan de una región fría a otra más caliente y es por ello por lo que se obtienen rendimientos superiores al 100%. Por tanto, respecto a este tipo de máquinas no se habla de rendimiento si no de eficiencia.

La eficiencia de una bomba de calor se mide a través de su coeficiente de prestación (COP). Este coeficiente es la relación existente entre la energía térmica cedida por el sistema (Q) y la energía absorbida por el compresor (W) en unas condiciones específicas de temperatura y con la unidad a plena carga. En una máquina reversible existirán dos coeficientes, uno por cada modo de funcionamiento, el llamado COP para cuando funciona en modo calefacción y el EER cuando lo hace en modo refrigeración.

$$COP = \frac{Q}{W} = \frac{Q_c}{Q_c - Q_f} = \frac{T_c}{T_c - T_f}$$

$$EER = \frac{Q}{W} = \frac{Q_f}{Q_f - Q_c} = \frac{T_f}{T_f - T_c}$$

El rendimiento en condiciones de funcionamiento para este tipo de tecnología varía dependiendo de las condiciones del foco caliente y del foco frío, por lo que es necesario establecer el concepto de *rendimiento medio estacional (SPF)* en una bomba de calor, que se calcula aplicando al COP nominal un factor de ponderación (F<sub>P</sub>) y otro factor de corrección (F<sub>C</sub>).

$$SPF = COP_{nominal} * F_P * F_C$$

El factor de ponderación tiene en cuenta la zona climática que marca el Código Técnico de la Edificación y se ha calculado mediante una metodología exclusivamente técnica (IDAE). El factor de corrección considera la diferencia entre la temperatura de distribución o uso y la temperatura para la cual se ha obtenido el COP en el ensayo.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

	Factor de Ponderación (FP)								
Fuente Energética de la bomba de calor	Α	В	С	D	E				
Energía Aerotérmica. Equipos centralizados	0,87	0,80	0,80	0,75	0,75				
Energía Aerotérmica. Equipos individuales tipo split	0,66	0,68	0,68	0,64	0,64				
Energía Hidrotérmica.	0,99	0,96	0,92	0,86	0,80				
Energía Geotérmica de circuito cerrado. Intercambiadores horizontales	1,05	1,01	0,97	0,90	0,85				
Energía Geotérmica de circuito cerrado. Intercambiadores verticales	1,24	1,23	1,18	1,11	1,03				
Energía Geotérmica de circuito abierto	1,31	1,30	1,23	1,17	1,09				

Factor de Corrección (FC)										
Tª de condensación (ºC)	FC (COP a 35°C)	FC (COP a 40°C)	FC (COP a 45°C)	FC (COP a 50°C)	FC (COP a 55°C)	FC (COP a 60°C)				
35	1,00									
40	0,87	1,00								
45	0,77	0,89	1,00		L <del></del>	V==3				
50	0,68	0,78	0,88	1,00						
55	0,61	0,70	0,79	0,90	1,00					
60	0,55	0,63	0,71	0,81	0,90	1,00				

Ilustración 3-3. Factores de ponderación y de corrección. Fuente IDAE.

#### COP mínimo necesario para considerarse renovable

Como ya se ha dicho, para que la energía procedente de las bombas de calor se considere renovable, su rendimiento medio estacional SPF debe ser superior a 2,5. Este rendimiento se calcula sobre el coeficiente de prestación nominal, en función de la zona climática y la temperatura de distribución.

Con el fin de facilitar los cálculos, el IDAE ha realizado una tabla con los COP mínimos que debe tener una bomba de calor para que se considere renovable. A partir de esa tabla, se han recopilado los datos pertenecientes a la zona climática de Madrid (zona D), para que sirva como referencia a la hora de elegir la bomba de calor que se va a comprar, garantizando la elección de aquellas que tengan un COP superior al mínimo necesario, según el tipo de energía y temperatura de distribución.

Tabla 3-3. Tabla de referencia para COP mínimo necesario para consideración de renovable por fuente energética y temperaturas de distribución. Fuente: IDAE.

	COP mínimo para calefacción zona D (Madrid)								
Fuente energética de la bomba de calor	35°C	40°C	45°C	50°C	55°C	60°C (ACS)			
Energía Aerotérmica: Equipos centralizados	3,34	3,84	4,34	4,92	5,48	6,08			
Energía Aerotérmica: Equipos individuales	3,92	4,50	5,09	5,76	6,42	7,12			
Energía Hidro térmica	2,91	3,35	3,78	4,28	4,78	5,30			
Energía Geotérmica de circuito cerrado: intercambiadores horizontales	2,77	3,19	3,60	4,08	4,54	5,04			



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

	COP mínimo para calefacción zona D (Madrid)								
Fuente energética de la bomba de calor	35°C	40°C	45°C	50°C	55°C	60°C (ACS)			
Energía Geotérmica de circuito abierto: intercambiadores verticales	2,25	2,59	2,92	3,31	3,69	4,09			
Energía Geotérmica de circuito abierto	2,14	2,46	2,78	3,15	3,51	3,90			

La tabla muestra que a medida que la temperatura a la que funciona el sistema de distribución aumenta se necesita un mayor COP nominal para conseguir el 2,5 estacional. También se puede ver que, de entre todos los tipos de bombas de calor, los equipos individuales tipo *split*, también llamados autónomos, son los menos eficientes, necesitando un COP nominal más alto para poder alcanzar el mínimo estacional. Las más eficientes son las bombas de calor geotérmicas.

Además de elegir bombas de calor con un alto COP (mínimo, el indicado en la

Tabla 3-3), se deben escoger, además, aquellas que cuenten con **tecnología** *inverter* y, en los casos en que también realicen la función de ventilación, las que incorporen **sondas de CO<sub>2</sub>**.

Los equipos en los que su compresor funciona con tecnología *inverter* trabajan siempre a velocidad constante, haciéndolos más eficientes, por lo que presentan un mayor ahorro energético (hasta el 40%) y confort (son más silenciosos). Esto es debido a que el compresor incorpora un variador de frecuencia que regula su velocidad de funcionamiento y, por consiguiente, su potencia, en función de si se acerca a la temperatura de consigna de las estancias, evitando así los continuos arranques y paradas, así como el funcionamiento a plena carga cada vez que se accione la bomba de calor. Esta tecnología repercute también en un aumento de la vida útil del equipo, ya que no funcionan con el método todo/nada, y de ahí la importancia de mantener una temperatura de consigna adecuada en todo momento.

En el caso de los equipos de bombas de calor que incorporen la función de ventilación, es importante elegir aquellos que cuenten con **sondas de CO<sub>2</sub>**. La cantidad de aire primario que los equipos proporcionan al interior del edificio viene determinada en las condiciones de diseño según los criterios establecidos por el CTE, por lo que se trata de un valor teórico. Es más eficiente adaptar la ventilación a las necesidades reales que tiene el edificio y para ello se utilizan sondas que miden el nivel o concentración de CO<sub>2</sub> existente, de forma que el porcentaje de apertura de las compuertas depende de la concentración medida por esas sodas, lo que permite optimizar y reducir el número de renovaciones de aire diarias.

#### Hibridación bomba de calor – energías renovables

La hibridación de dos sistemas de energías renovables potencia la eficiencia y la penetración de ambas en el sistema, lo que facilita el objetivo de la autosuficiencia energética y la reducción al mínimo de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

La hibridación más extendida es la que combina la aerotermia o geotermia con instalaciones solares fotovoltaicas, pero también existe la posibilidad de realizar la hibridación con instalaciones solares térmicas.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

#### 3.5. MAEs en equipos y otros

Los motores existentes en climatizadoras, extractores y equipos elevadores (ascensores, montacargas y escaleras mecánicas) representan un consumo importante debido a que se trata de motores de gran potencia. En este caso existen dos medidas de ahorro energético:

- Sustitución de motores por otros de mayor rendimiento. El esquema EU MEPS (European Minimum Energy Performance Standard) establece los niveles obligatorios mínimos de eficiencia (IE) para los motores eléctricos introducidos en el mercado europeo. Cubre la mayoría de motores trifásicos y entró en vigor en tres etapas, una por nivel energético y la última en enero de 2017, por lo que actualmente los motores con una potencia nominal de 0,75 a 375 kW deben cumplir con el rendimiento IE3 o IE2 si el motor está accionado por convertidor de frecuencia. Esta normativa forma parte del proyecto de la UE ECO-design, cuyo objetivo es reducir el consumo de energía y otros impactos ambientales negativos. El ahorro energético vendrá definido por la mejora de rendimiento de los motores nuevos con respecto a los antiguos.
- Instalación de variadores de frecuencia. Los motores y bombas funcionan a plena carga independientemente de la demanda existente, lo que supone una ineficiencia, pues su consumo es superior al realmente necesario. Para evitar esto se deben incorporar variadores de frecuencia en los motores de dichos equipos. Un variador de velocidad es un dispositivo que hace variar la frecuencia de la energía eléctrica que llega al motor en función de la demanda. Si se reduce la frecuencia, la velocidad del motor disminuirá proporcionalmente y, por tanto, también lo hará la potencia demandada y con ello el consumo de energía.

Los **equipos ofimáticos** presentan el problema de que nunca se apagan del todo, permaneciendo siempre encendidos en modo espera, lo que se conoce por *stand-by*. En este modo, el equipo, a pesar de que no está funcionando, continúa consumiendo energía constantemente, que puede alcanzar en torno a un 10% de su consumo en funcionamiento normal. Para solucionar este inconveniente existen dos sistemas:

Instalación de regletas eliminadoras de stand-by en aquellos equipos electrónicos que pueden desconectarse completamente de la red. Estas regletas miden la corriente que circula por los aparatos cuando están encendidos, detectando la disminución de consumo que ocurre cuando entran en stand-by, momento en el que cortan el paso de corriente, apagando los equipos por completo. Al encenderlos la regleta detecta la demanda de potencia y vuelve a conectar el paso de electricidad. Para ello el eliminador, "MAESTRO", queda en modo de espera debido a que es el que controla el apagado del resto, "ESCLAVOS", por lo que es interesante que se utilice para desconectar varios aparatos a la vez, ya que el stand-by a eliminar será únicamente el de los "ESCLAVOS". La principal ventaja frente a las regletas convencionales de interruptor es que no necesitan la vigilancia permanente del usuario, por lo que se evitan las situaciones de olvido en las que quedan los equipos encendidos.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Instalación de sistemas de control plugwise en aquellos equipos electrónicos que pueden desconectarse completamente de la red. Se trata de un sistema que controla y reduce el consumo de dichos equipos. Se compone de unos sobre enchufes inalámbricos y de un software en el que se registran y visualizan los consumos existentes en dichos enchufes y que permite la programación de un horario con el encendido y apagado de los mismos. En este caso se eliminará el consumo de stand-by de todos los equipos ya que en este sistema no es necesario un "MAESTRO".

Por último, con relación a la instalación eléctrica y sobre todo a la **facturación** existen principalmente dos tipos de medidas, si bien son medidas económicas y no energéticas:

- Instalación de baterías de condensadores. La potencia reactiva no es una potencia (energía) consumida realmente por la instalación, ya que no produce trabajo útil, pero sí es necesaria para crear los campos magnéticos de los receptores que disponen de devanados o bobinas, principalmente los motores eléctricos. Éstos toman energía de la red para crear los campos y luego la devuelven, sobrecargando (la intensidad que circula mayor de la necesaria para ese trabajo) y produciendo caídas de tensión en las líneas eléctricas, con sus consecuentes pérdidas de potencia y de energía por efecto Joule, algo que las compañías eléctricas penalizan económicamente. Para corregir este fenómeno es necesario rectificar el factor de potencia de la instalación (relación entre la potencia activa y la aparente) reduciendo al máximo la reactiva. Para ello se debe instalar una batería de condensadores, elementos que absorben (o almacenan) el flujo de potencia reactiva, reduciendo su valor y aproximando el factor de potencia a 1. Los recargos de energía reactiva son aplicables a tarifas con potencia contratada superior a 15 kW. En las tarifas con potencias contratadas iguales o inferiores a 15 kW, sólo se aplicaría en el caso de que se midiese un consumo de energía reactiva durante un período de facturación superior al 50 % de la energía activa.
- Optimización de la potencia contratada. La tarifa eléctrica se divide en dos partes, el término de potencia o parte fija y el término de energía o parte variable, cada una de ellas con unos costes regulados asociados. A su vez, en función del tipo de tarifa de acceso la forma de facturar es diferente. Es recomendable realizar un estudio que analice la potencia instalada en el edificio, teniendo en cuenta la simultaneidad de la misma, la potencia máxima alcanzada en meses anteriores y si se han llevado a cabo medidas de eficiencia energética que disminuyen la potencia instalada. Con estos datos se deberá calcular cual es la potencia más óptima a contratar en cada periodo, de forma que se evite un gasto económico innecesario, pero asegurando el correcto funcionamiento de las instalaciones. Actualmente, debido al RD 900/2015, hay que tener en cuenta que la potencia de autoconsumo instalada en el edificio no puede ser superior a la potencia contratada.

#### 3.6. MAEs en sistemas consumidores de agua

El agua es un bien escaso por lo que se debe hacer un uso responsable y sostenible del mismo, de forma que se desperdicie la mínima posible. Para ello existen diversos dispositivos que



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

dosifican y reducen el consumo, como cisternas de doble pulsador, grifos con temporizador o sensor de movimiento y perlizadores que, basados en el *Efecto Venturi*, mezclan aire con agua apoyándose en la presión, de modo que reducen el caudal de salida, con el consiguiente ahorro de agua y, en el caso de que se trate de agua caliente, también de energía.

# 3.7. Buenas prácticas energéticas y ambientales

Todas las medidas de eficiencia energética anteriormente descritas repercuten en la demanda energética que tiene un edificio, pero el consumo también depende de la forma de uso que se haga en los mismos. Por ello el conocimiento y la puesta en marcha de unas buenas prácticas energéticas y ambientales es otra parte esencial en la eficiencia energética.

Es importante dar a conocer y concienciar sobre buenas prácticas, tanto a trabajadores de la propia instalación como al público que acude a ellas. Por tanto, es recomendable la impartición de charlas informativas, así como la colocación de carteles recordatorios en puntos clave de los edificios. Estas buenas prácticas deberán estar presentes siempre, ya sea en el lugar de trabajo, en casa o en edificios públicos y privados.

A continuación, se detalla un listado con buenas prácticas a poner en marcha:

#### Iluminación:

- o Apagar la luz de los recintos que no se estén utilizando.
- Aprovechar al máximo la luz natural.
- o Evitar el uso innecesario de alumbrado (iluminación demasiado fuerte).
- Mantener únicamente la iluminación suficiente y uniforme que garantice la libertad a la hora de situar la maquinaria o zonas de trabajo.
- Elegir lámparas de bajo consumo o de LED y reducir hasta el 75-80% del consumo eléctrico con respecto a las bombillas incandescentes tradicionales.

#### Climatización:

- Aprovechar la luz natural, porque además de producir un ahorro en iluminación, es una fuente de calor gratuito durante el invierno.
- Establecer temperaturas de confort ajustadas. Por cada grado que se aumenta la calefacción o se disminuye la refrigeración se consume un 10% más de energía. El sistema de climatización debe situarse:
  - Invierno, temperaturas entre 17º y 21º.
  - Verano, temperaturas entre 26º y 27º.
- Evitar tener las puertas y ventanas abiertas mientras está funcionando el sistema de climatización.
- Desconectar el equipo de climatización cuando no haya nadie en la estancia y apagarlo al final de la jornada.
- Si se observa que la temperatura no es la adecuada según el termostato, se debe avisar al personal de mantenimiento lo antes posible.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

**Anexos** 

- Vestir con ropa acorde a la estación del año en la que nos encontremos. Así, en días de altas temperaturas, llevar ropa ligera que permita la transpiración, mientras que en días fríos es importante abrigarse.
- Reducir la carga térmica del local, apagando las luces innecesarias y cambiando de ubicación algunos equipos que la acentúan.
- Para ventilar completamente un recinto es suficiente con abrir las ventanas alrededor de 10 minutos, no se necesita más tiempo para renovar el aire.
- O Aprovechar la propia regulación natural de la temperatura. En verano, por ejemplo, se pueden dejar entornadas las ventanas para provocar pequeñas corrientes de aire y así refrescar algunas salas sin necesidad de tener que encender el aire acondicionado. Mientras, en invierno podemos evitar las pérdidas de calor al exterior por la noche cerrando cortinas y persianas. De este modo podemos conseguir ahorros del 5% al 10% del consumo total en climatización.

#### **Equipos:**

- Apagar los equipos informáticos si no se usan durante periodos superiores a 60 minutos y, especialmente, al finalizar la jornada laboral. También es importante apagar el monitor.
- o Apagar las fotocopiadoras, impresoras y faxes durante la noche y fines de semana.
- o Configurar el ordenador para que aplique técnicas de ahorro energético.
- Conectar varios equipos a bases de conexión múltiple con interruptor. Al desconectar el ladrón, apagaremos todos los aparatos a él conectados, con el consiguiente ahorro energético.
- Siempre que se pueda, es recomendable acumular los trabajos de impresión o fotocopias y apagar estos equipos cuando dejen de utilizarse.
- El papel es el residuo más importante, tanto en volumen como en peso, generado en las oficinas, por lo que reciclando papel se ahorra energía.
- o Evitar el uso del ascensor y subir y bajar las escaleras a pie.
- Desenchufar el cargador del móvil o cualquier otro aparato electrónico cuando éste termine de cargarse.

#### **Residuos:**

- Seguir la *Regla de las tres R*:
  - Reducir: preguntarse si realmente se necesita lo que se va a comprar y analizar y comparar el impacto ambiental que tiene un producto frente a otro.
  - Reutilizar: buscar la forma de dar una segunda vida útil al objeto (reutilización solidaria).
  - Reciclar: separar adecuadamente los residuos y depositarlos en los contenedores correspondientes.
- o Elegir productos reciclados o ecológicos (mirar etiquetas ecológicas).
- Comprar productos con el menor envoltorio posible. Preferiblemente empaquetados en papel y cartón que son materiales reciclables.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

- en bandejas de corcho blanco sintético, ya que se trata de material artificial e innecesario.
- Reducir la utilización de bolsas de plástico (se puede usar un carrito de la compra o una bolsa reutilizable).
- Utilizar envases de vidrio y fiambreras para refrigerar y congelar, reduciendo así el uso de papel de aluminio y plástico, que se convierten posteriormente en residuos.
- o No utilizar más cantidad de detergente de la recomendada por el fabricante.
- Conviene utilizar, si es posible, detergentes sin fosfatos que resultan igual de eficaces y menos dañinos para el medio ambiente.
- Los productos de limpieza muchas veces contienen sustancias químicas peligrosas o tóxicas. Conviene intentar reducir su uso.
- Reducir el consumo de papel. Imprimir a doble cara y reutilizar, si es posible, el papel usado por una cara como borrador de documentos o papel de notas.
- Utilizar papel reciclado y papel libre de cloro. Se pueden distinguir los papeles ECF, libres de cloro elemental, en los que no se ha utilizado cloro elemental durante el proceso de blanqueado, pero sí dióxido de cloro, y el papel TCF, totalmente libre de cloro.

#### Agua:

- Cerrar levemente la llave de paso permite ahorrar una gran cantidad de agua sin notar la diferencia.
- Los grifos se deben mantener en un correcto estado de funcionamiento y, en caso de avería, deben repararse inmediatamente.
- Asegurarse de que los grifos quedan bien cerrados cuando no se están utilizando.
- Los sistemas monomando, perlizadores, atomizadores, difusores y demás mecanismos de control en grifos y duchas pueden suponer ahorros de hasta el 50%.
- No dejar correr el agua inútilmente.
- Instalar cisternas con doble pulsador o con interrupción de descarga y, en todo caso, con limitador del volumen de descarga a 6 litros como máximo.
- o No se debe utilizar el inodoro como papelera o cubo de la basura.
- No se deben tirar por el desagüe aceites, disolventes o pinturas. Estos residuos deben llevarse al Punto Limpio.
- Los electrodomésticos que más agua consumen son la lavadora y el lavavajillas. Se deben utilizar a carga completa y con el programa adecuado.
- No usar agua para descongelar alimentos, es preferible sacarlos del congelador el día anterior.
- En verano guardar agua fría en la nevera evita tener que dejar correr el agua del grifo para obtener agua fresca.
- Utilizar sistemas de riego automático por goteo. Es conveniente agrupar las plantas según sus requerimientos de agua para facilitar la economía del sistema de riego.
- El riego es más eficaz si se hace a primera hora de la mañana o al anochecer, la insolación es menor y se reducen las pérdidas por evaporación. También conviene consultar el parte meteorológico, si va a llover no es necesario regar. El Canal de Isabel



# El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia Energética Hoja de Ruta Madrid 2030 Anexos

Il pone a disposición del ciudadano el servicio *Hoy no hace falta regar,* comunicando a través del teléfono móvil la necesidad o no de regar cada día.

- Utilizar plantas autóctonas para el jardín, que están adaptadas al clima local y necesitan mucha menos cantidad de agua para sobrevivir.
- El césped consume mucha agua, se puede sustituir por otras plantas tapizantes o cobertoras.
- o Instalar sistemas de depuración de circuito cerrado en las piscinas. Los exteriores es preferible limpiarlos usando una escoba en lugar de la manguera.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

**Anexos** 

#### 4. Anexo IV: Recurso solar en Madrid

#### 4.1. Recurso solar en Madrid

Como paso previo, a la evaluación del potencial fotovoltaico de un emplazamiento, es necesario conocer cuál será la radiación solar a lo largo de la vida útil de la instalación. Para ello se ha realizado un estudio estadístico de los valores históricos de radiación solar durante un periodo anterior suficientemente largo. Se acepta la suposición de que el comportamiento futuro no diferirá en gran medida del pasado. Esta metodología no ofrece cual será el valor futuro en un determinado momento si no que indica que el comportamiento estadístico de los próximos años será muy similar al comportamiento estadístico de los anteriores.

Las diferentes fuentes de datos de radiación disponibles proceden de mediciones de estaciones meteorológicas, de su interpolación y de modelos a partir de imágenes satelitales. A su vez, los datos obtenidos pueden estar en forma de series temporales con diferentes tamaños de paso, valores promedios y años tipo. La calidad e idoneidad de los datos se analiza en función de las siguientes características:

- Periodo histórico que abarca.
- Resolución temporal de los datos; anual, mensual, diaria, horaria, etc.
- Información de las distintas componentes de la radiación; Global, Directa, Difusa y Albedo.
- Fiabilidad de los datos en función de su origen y control de calidad; medidas reales de estaciones meteorológicas terrestres, o estimaciones obtenidas a partir de imágenes de satélite.
- Distancia de la fuente de datos al emplazamiento deseado o tamaño del pixel cuando se trata de datos a partir de imágenes satelitales.

Los datos más accesibles suelen proceder de la estimación de 12 promedios mensuales obtenidos a partir de un histórico de datos medidos por estaciones terrestres, a partir de imágenes satelitales o mixtos.

En la mayor parte de los casos los valores disponibles no incluyen información sobre la variabilidad temporal, ni valores horarios que son necesarios en los modelos de producción fotovoltaicos existentes. Para analizar la variabilidad temporal de la radiación solar, es necesario disponer de datos a lo largo de un periodo de tiempo suficientemente largo, de tal forma que podamos definir valores medios y acotar los intervalos de confianza y el rango de valores posibles a partir de una población suficientemente grande.

Ante la dificultad de encontrar series históricas horarias de los valores de estudios en emplazamientos específicos, es posible la generación sintética (mediante métodos estadísticos) de un año tipo partiendo de los promedios mensuales más accesibles, esperando que dichos datos hayan sido generados a partir de series históricas que respeten las características antes descritas, en cuanto a longitud del periodo temporal y a la resolución espacial que representan. Sin embargo, aunque las series horarias sintéticas son ampliamente utilizadas, tienden a suavizar el comportamiento de los valores diarios y horarios.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Hoy en día, las principales opciones son aceptar datos horarios de fuentes satelitales en el punto de interés, o a partir de la interpolación de los valores de diferentes estaciones terrestres dispersas en una determinada zona geográfica.

La fuente más fiable son las estaciones terrestres, debidamente auditadas, que cumplan un escrupuloso control de calidad, lo que provoca, en muchas ocasiones, la falta de datos, porque se hayan tenido que descartar al no cumplir dichos controles. A esto se ha de sumar que es muy complicado que exista una estación cercana al lugar de interés, lo que obliga a tener que realizar interpolaciones espaciales que introducen mayor incertidumbre.

Junto con los valores de las diferentes componentes de la radiación es conveniente conocer otras variables meteorológicas relevantes como son la temperatura ambiente, importante para la modelización de la producción y la velocidad y dirección del viento, que, aunque interviene en menor medida en la modelización, es fundamental a la hora de diseñar las estructuras y evaluar la resistencia a las cargas que ha de soportar. Otras variables meteorológicas como la precipitación son recomendables para la evaluación de los programas de mantenimiento (limpieza de módulos).

# 4.2. Evaluación de los datos disponibles

La radiación solar puede venir definida en cualquiera de sus componentes. Lo habitual es que se utilicen los valores de la componente global de la radiación solar sobre un plano horizontal. Sin embargo, y en función del modelo que se utilice, el obtener otras componentes como la radiación directa medida en un plano normal a los propios rayos (para lo que es necesario realizar el seguimiento de la trayectoria del sol) o de la difusa en el plano horizontal, puede mejorar los resultados. La mayoría de los modelos de simulación de sistemas fotovoltaicos llevan incluido su propio modelo de cálculo para la descomposición de la radiación solar global en sus componentes (directa y difusa) y posterior cálculo de la radiación sobre el plano inclinado.

La variable principal de los modelos de sistemas fotovoltaicos es la radiación global horizontal y el trabajo que se describe a continuación se centra en la caracterización de la radiación global, que es el dato más accesible.

Las fuentes de datos de radiación son principalmente servicios de estimaciones y series de datos históricos a partir de imágenes de satélites y modelos. Las fuentes disponibles pueden dividirse en tres grupos: series de datos de origen de imágenes satelitales o estaciones terrestres, valores de modelos o años tipo a partir de datos terrestres, satélites o de ambos.

En la Tabla 4-1 se exponen a modo de resumen las características de las fuentes y datos que se han identificado en el presente estudio. Se han utilizado fuentes de acceso público, aunque existen otras fuentes de pago.



El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia Energética	19/12/2017
Hoja de Ruta Madrid 2030	Anexos

Tabla 4-1. Fuentes de datos de radiación solar y otras variables meteorológicas.

	Origen de datos	Tipología	Periodo Temporal	Resolución / Distancia	Resolución Temporal (mínima)	Radiación <sup>3</sup>	Meteorológicos <sup>4</sup>	Radiación Anual (kWh/año)	Sigma (kWh)	Rango <sup>5</sup> (kWh)
NASA-SSE	Satélite	Series históricas <sup>6</sup>	1983-2005	100 km	d (G), m (resto)	G, B y D	Ta, HR, VV, p, Pp	1617	59	210
SODA HC-1	Satélite	Series históricas	1985-2005	20 km	d	G		1577	40	133
SODA HC-3	Satélite	Series históricas	2004-2005	5 km	15 min	G		-	-	-
SODA CAMS	Satélite	Series históricas	2004-Presente	5 km	15 min	G, B y D		1778	40	129
PVGIS CM SAF	Satélite	Estimación	12 años	5 km	m	G, B y D	Та	1774	-	-
ADRASE	Modelo	Estimación	10 años	5 km	m	G		1792	-	556
Meteonorm 7.1	Modelo	Estimación	1991-2010	Interpolación <sup>7</sup>	m <sup>8</sup>	G, B y D	Ta, HR, VV, p, Pp	1655	-	135
Atlas AEMET	Modelo	Estimación	1983-2005	3 km	m	G y D		1797	-	225
SIAR-Center	Terrestre	Series históricas	2004-Presente	< 20 km	30 min	G	Ta, HR, VV, Pp	1717	69	247
SIAR-Arganda	Terrestre	Series históricas	2004-Presente	< 20 km	30 min	G	Ta, HR, VV, Pp	1751	66	231
WRDC-C. Universitaria.9	Terrestre	Series históricas	1991-2015	< 10 km	d	G y D		1678 (1741)	55 (49)	219 (129)
WRDC-Aeropuerto	Terrestre	Series históricas	2005-2015	< 10 km	d	G		1749	73	197
HELIOS-IES-UPM	Terrestre	Series históricas	2004-Presente	< 10 km	h	G, B y D	Ta, VV	-	-	-

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> G, Radiación global; D, radiación difusa y B, radiación directa.

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> Ta, temperatura ambiente; HR, humedad relativa; VV, velocidad del viento; p, presión atmosférica y Pp, precipitación.

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> En aquellas fuentes sin la serie de datos completas, se han tomado como límites del rango los percentiles disponibles. Por tanto, los rangos serán aún mayores a los descritos.

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup> Únicamente existen series históricas de valores diarios para la radiación global.

<sup>&</sup>lt;sup>7</sup> Meteonorm se alimenta de estaciones cercanas, y en el caso de la radiación global en Madrid utiliza datos de la estación de Ciudad. Universitaria entre otros.

<sup>&</sup>lt;sup>8</sup> La versión de prueba de Meteonorm solo muestra estimaciones mensuales.

<sup>&</sup>lt;sup>9</sup> Entre paréntesis, valores para el periodo 2004-2015.



El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia Energética	19/12/2017
Hoja de Ruta Madrid 2030	Anexos

Para los valores a partir de imágenes satelitales nos encontramos 5 fuentes. En el caso de SODA HC-3, tan solo se dispone de menos 2 años de datos y por tanto no es útil para caracterizar la radiación solar. De la evaluación de estas 5 fuentes se observa la disparidad entre NASA-SSE y SODA HC-1 y las otras tres (SODA-HC-3, SODA CAMS y PV GIS CM SAF), encontrándose valores anuales mucho más bajos en las dos primeras fuentes. Esta diferencia puede ser debida a la antigüedad de los datos de las dos primeras fuentes y la tendencia al alza de los valores de radiación (cambio climático), la amplia resolución espacial (100-20 km) y la utilización de modelos de cálculo que han sido actualizados.

De las fuentes provenientes de modelos o estimaciones existentes tenemos tres valores, sobresaliendo los valores aportados por Meteonorm 7.1, que al igual que en los datos de las primeras dos fuentes de satélite, se sitúan muy por debajo de los otros dos. Meteonorm 7.1 utiliza un modelo de interpolación a partir de datos de diversas estaciones terrestres, algunas de ellas situadas a más de 100 km. ADRASE y el Atlas Solar de la AEMET son fuentes contrastadas que tienen detrás a instituciones referentes en el tema como el CIEMAT y la propia AEMET. En ambos casos los modelos utilizados usan tanto fuentes de satélite como terrestre.

Sin embargo, llama la atención que en el caso de ADRASE el rango de los valores posibles se sitúe por encima de los 500 kWh, teniendo en cuenta, además, que para el cálculo no se han considerado los máximos y mínimos si no los percentiles 25 y 75. En el caso del Atlas Solar de la AEMET llama también la atención que el valor de P75 supere los 1.900 kWh/m², valor que en el análisis de los valores históricos de estaciones terrestres no se ha alcanzado nunca, y que, aunque en ambos casos, el valor promedio es muy similar, como se ve, están por encima del resto de fuentes. En ambos casos, los valores se enmarcan en estudios más globales, que abarcan todo el territorio nacional y la falta de especificidad puede causar cierta incertidumbre.

Finalmente, se han identificado 5 fuentes de datos de radiación de estaciones terrestres. En el caso de la estación del Instituto de Energía Solar de la UPM (HELIOS-IES-UPM) la falta de datos impide su utilización para el cálculo de promedios y comportamiento estadístico. En las estaciones del SIAR (Sistema de Información Agroclimática para el Regadío), Estación Experimental la Finca y Arganda, también nos encontramos con la falta de algunos datos, además de que se encuentran fuera de la ciudad de Madrid y en un entorno no urbano.

De la evaluación de las fuentes de datos disponibles, se han identificado las estaciones del WRDC (*World Radiation Data Centre*) de Ciudad Universitaria y Barajas como las fuentes más fiables dado que proviene de mediciones terrestres. Por tanto, su origen, la AEMET, y que además hayan pasado los filtros del WRDC las hacen las fuentes disponibles más contrastadas.

Sin embargo, los datos del WRDC únicamente incluyen la radiación global (y la difusa para la estación de Ciudad Universitaria) y en valores diarios. Por tanto, es necesario contar con otra fuente con datos horarios y otras variables meteorológicas. Este es el caso de los datos de las estaciones del SIAR que se encuentran en las cercanías de la ciudad de Madrid. Estas estaciones cuentan con datos de radiación global y otras variables meteorológicas y además han pasado un filtro de calidad, aunque esto haya supuesto que falten algunos datos.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

En la Ilustración 4-1. Mapa de situación de las estaciones radiométricas consideradas en el presente estudio**Ilustración 4-1** puede verse la situación de cada una de las 5 estaciones terrestres identificadas.

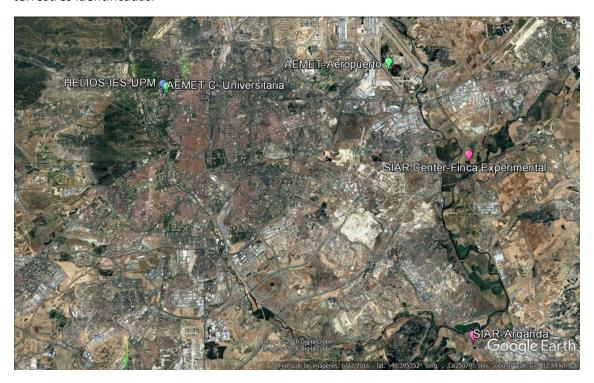


Ilustración 4-1. Mapa de situación de las estaciones radiométricas consideradas en el presente estudio.

Dada la diferencia en los periodos históricos de las fuentes terrestres, se ha acotado el periodo evaluado entre los años 2004-2015, dentro del cual coincide el mayor número de fuentes.

# 4.3. Valores mensuales y anuales representativos

Del análisis de las fuentes disponibles y con objeto de lograr una representatividad lo más cercana a una situación real, el procedimiento que se utiliza en este trabajo es el que se describe a continuación:

- 1. Evaluación y selección de las fuentes de datos (WRDC y SIAR).
- Cálculo de los valores mensuales y anuales de radiación solar, medios, rangos, intervalo de confianza a partir de un histórico de datos (datos mensuales y anuales de las estaciones del WRDC).
- 3. Selección de meses y años reales que representen los valores calculados (datos mensuales y anuales de las estaciones del SIAR).
- 4. Construcción de un año tipo a partir del bloque mensual de valores horarios (datos mensuales y horarios de las estaciones del SIAR).

Además de la obtención de un año tipo, se evalúa la variabilidad existente y se identifican valores en los extremos del rango de los valores posibles. De los análisis estadísticos de los datos se obtiene un año representativo de los valores inferiores del rango y otro para los



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

valores superiores. Para ello, es habitual utilizar los valores de los percentiles 10 y 90, como ejemplos de años malos y buenos, además del de referencia o tipo (P50).

El utilizar valores anuales frente a mensuales no genera grandes diferencias respecto a los valores medios. Sin embargo, cuando se construye un año a partir de los valores mensuales de un percentil dado (p. ej. Un año a partir del valor del percentil 10 de cada uno de los 12 meses), frente al mismo percentil de los valores anuales (p. ej. El valor anual del percentil 10 de una serie histórica de valores anuales), si pueden existir grandes diferencias.

En la **Tabla 4-2** se muestran los promedios mensuales y anuales, junto con otros parámetros estadísticos de los valores medios de las estaciones del WRDC de Ciudad Universitaria y de Barajas.

Tabla 4- 2. Cálculo de mediana, percentil 10 y percentil 90 de los valores mensuales y anuales de radiación global promedio de las dos estaciones del WRDC.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Anual	Anual
Mediana	61	84	137	167	211	227	243	214	155	110	70	61	1.740	1.746
DSTD	9	14	16	13	21	13	8	6	7	10	10	7		60
rDSTD	15%	17%	12%	8%	10%	6%	3%	3%	5%	9%	14%	11%		3%
MIN	53	62	107	140	160	206	225	204	146	91	54	47	1.495	1.655
P10	54	71	109	145	186	207	238	209	149	97	56	52	1.573	1.659
P90	79	95	149	174	225	236	250	222	165	118	81	66	1.860	1.800
MAX	79	111	155	183	232	237	258	226	172	127	84	69	1.933	1.804

Como se ha explicado más arriba, al evaluarse por separado las series de datos de los valores totales mensuales y anuales de radiación, el sumatorio de los valores promedios mensuales no coincide con el promedio de los valores anuales. La razón principal es que la variabilidad de los valores mensuales depende según el mes, existiendo una variabilidad mayor en los meses de invierno que en los de verano, lo que provoca una diferencia de la variabilidad entre los valores promedios mensuales y anuales.

#### 4.4. Construcción de las series horarias representativas

A partir de los valores mensuales y anuales obtenidos, se construyen las series horarias seleccionando bloques horarios mensuales de las estaciones del SIAR que más se acercan al valor mensual estimado.

Aunque es habitual construir los años tipo a partir de los valores mensuales, en este caso a la hora de seleccionar los bloques mensuales de datos horarios de las estaciones del SIAR, se ha optado por seleccionar aquellos bloques cercanos al valor mensual objetivo y que a su vez reducen la diferencia entre la estimación de los valores anuales y el sumatorio de los valores mensuales estimados. Además, se ha procurado que las otras variables meteorológicas, en especial la temperatura ambiente, coincidan con el comportamiento estadístico evaluado.

En las



El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia Energética	19/12/2017
Hoja de Ruta Madrid 2030	Anexos

**Tabla** 4-3, **Tabla** 4-4 y **Tabla** 4-5 se muestran los años construidos a partir de los bloques horarios, las estimaciones mensuales, estimación anual y un año real lo más cercano a la estimación anual calculada:

Tabla 4-3. Año tipo (Mediana) construido a partir de valores mensuales y anuales.

		Año tipo	Año tipo	Año Tipo	Año Tipo	
	Fuente	Bloques horarios	Mediana de valores mensuales	2006 SIAR FINCA	Mediana de valores anuales	
1	2013 SIAR FINCA	61	61	59		
2	2013 SIAR Arganda	84	84	80		
3	2007 SIAR FINCA	136	137	135		
4	2013 SIAR Arganda	167	167	177		
5	2012 SIAR FINCA	209	211	221		
6	2015 SIAR FINCA	230	227	235		
7	2010 SIAR Arganda	243	243	238		
8	2014 SIAR FINCA	215	214	226		
9	2010 SIAR FINCA	155	155	157		
10	2010 SIAR FINCA	111	110	99		
11	2013 SIAR FINCA	71	70	57		
12	2007 SIAR FINCA	61	61	61		
	Anual	1.743	1.740	1.745	1.746	

Tabla 4-4. Año tipo (P10) construido a partir de valores mensuales y anuales.

		Año P10	Año P10	Año P10	Año P10
	Bloques Mensuales	Bloques horarios	Mediana de valores mensuales	2010 SIAR FINCA	Mediana de valores anuales
1	2014 SIAR FINCA	55	54	56	
2	2007 SIAR FINCA	72	71	72	
3	2011 SIAR Arganda	111	109	121	
4	2012 SIAR FINCA	147	145	162	
5	2009 SIAR FINCA	184	186	207	
6	2010 SIAR Arganda	208	207	201	
7	2006 SIAR Arganda	239	238	237	
8	2010 SIAR Arganda	210	209	200	
9	2014 SIAR Arganda	149	149	155	
10	2008 SIAR FINCA	98	97	111	
11	2006 SIAR FINCA	57	56	68	
12	2017 SIAR FINCA	53	52	51	
Anual		1.583	1.573	1.641	1.659



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Tabla 4-5. Año tipo (P90) construido a partir de valores mensuales y anuales.

	Bloques	Año P90	Año P90	Año P90	Año P90
	Mensuales	Bloques horarios	Mediana de valores 2005 SIAR mensuales Arganda		Mediana de valores anuales
1	2012 SIAR FINCA	76	79	77	
2	2009 SIAR FINCA	93	95	85	
3	2009 SIAR Arganda	148	149	138	
4	2010 SIAR Arganda	170	174	174	
5	2006 SIAR FINCA	221	225	209	
6	2013 SIAR FINCA	233	236	241	
7	2012 SIAR FINCA	249	250	250	
8	2008 SIAR Arganda	218	222	216	
9	2015 SIAR FINCA	162	165	172	
10	2010 SIAR Arganda	116	118	107	
11	2004 SIAR FINCA	81	81	67	
12	2018 SIAR Arganda	64	66	66	
	Anual	1.831	1.860	1.802	1.800

Con objeto de evaluar la desviación por utilizar valores horarios de estaciones fuera de la ciudad de Madrid, se ha realizado un análisis comparativo de los valores diarios de las estaciones terrestres. Como se muestra en la **Tabla 4-6** la desviación entre las estaciones terrestres de dentro y fuera de la ciudad no indican grandes diferencias.

Tabla 4- 6. Análisis comparativo de los valores diarios de radiación solar 2010-2015 de las estaciones terrestres del WRDC y SIAR.

	Bias	rBias	Sigma	rSigma	RMSE	rRMSE	СС
Barajas / C. universitaria	62	1,3%	423	8,8%	428	8,9%	0,9856
SIAR Finca / C. Universitaria	-100	-2,1%	392	8,2%	405	8,5%	0,9872
SIAR Arganda / C. Universitaria	-13	-0,3%	475	9,9%	475	9,9%	0,9813
SIAR Finca / Barajas	-162	-6%	429	8,8%	459	9,5%	0,9859
SIAR Arganda / Barajas	-75	-3%	518	10,7%	524	10,8%	0,9783

Aunque la radiación solar centra el mayor interés, otras variables meteorológicas son también necesarias para la modelización de sistemas fotovoltaicos, como la temperatura ambiente que afecta a la temperatura de trabajo de la célula fotovoltaica o el viento, en cuanto a que puede influir en la relación entre temperatura de célula y temperatura ambiente y en las posibles cargas que deba soportar la instalación.

Para los valores de temperatura y viento se han utilizado los procedentes de las estaciones seleccionadas con el fin de obtener los datos horarios de radiación global, pero se ha buscado



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

**Anexos** 

que el comportamiento mensual se asemeje al comportamiento histórico (ver los datos meteorológicos de la ciudad de Madrid (Estación meteorológica de Retiro)).

Las diferencias de temperatura y velocidad del viento de las distintas estaciones se encuentran dentro de la variabilidad espacial existente en la propia ciudad de Madrid. No hay que olvidar que, en la mayoría de los casos, las instalaciones fotovoltaicas se situarían sobre azoteas o cubiertas, donde el viento y la temperatura puede variar con respecto a la calle.

En cualquiera de los casos, las diferencias en las variables meteorológicas no parecen relevantes a la hora de modelizar los sistemas fotovoltaicos, atendiendo al propio peso que tienen en la modelización y al margen de error a la hora de modelizar las temperaturas de trabajo del módulo fotovoltaico.



El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia Energética	19/12/2017
Hoja de Ruta Madrid 2030	Anexos

Tabla 4-7. Comportamiento histórico 1985-2012 de variables meteorológicas de Madrid. (Estación meteorológica de Retiro).

1985-2012	T. Media	T. Máxima Media	T. Mínima Media		T. Mínima Absoluta	Dirección Racha	Velocidad Racha	Velocidad media	Precipitación Total	Días Precip. Aprec.	Días Precip. Sup. 10	Días Lluvia
Enero	6.2	9.7	2.8	19.9	-7.4	19.1	16.6	2.0	35.1	9	1	8
Febrero	8.0	12.2	3.8	21.0	-5.0	20.5	17.8	2.1	33.5	8	1	7
Marzo	11.3	16.3	6.3	26.0	-5.1	19.8	17.5	2.3	25.7	7	1	7
Abril	13.0	18.2	7.8	29.6	-1.6	22.1	17.9	2.5	44.2	10	1	10
Mayo	17.2	22.7	11.7	34.3	1.9	19.5	16.4	2.3	50.6	10	2	11
Junio	22.3	28.4	16.3	38.8	7.5	18.2	15.7	2.3	20.9	6	1	6
Julio	25.7	32.2	19.2	39.5	10.2	19.8	16.6	2.3	11.5	3	0	3
Agosto	25.4	31.7	19.1	40.6	11.1	20.1	16.1	2.2	8.5	3	0	3
Septiembre	21.0	26.4	15.5	37.0	7.4	19.2	15.6	2.0	25.3	6	1	6
Octubre	15.1	19.4	10.9	29.5	1.8	18.4	16.3	2.0	67.3	10	2	10
Noviembre	9.8	13.4	6.2	22.7	-3.0	17.9	16.5	1.9	54.2	9	2	9
Diciembre	6.8	10.0	3.6	17.7	-5.5	20.3	17.0	1.9	49.9	10	2	10



Hoja de Ruta Madrid 2030	Anexos
El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia Energética	19/12/2017

# 5. Anexo V: Recomendaciones sobre instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en entornos urbanos

#### 5.1. Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo

En este capítulo se exponen las principales características de los equipos y sistemas que forman parte o pueden formar parte de una instalación fotovoltaica de autoconsumo.

#### Modulo Fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos existentes en el mercado pueden clasificarse según su tecnología, en los basados en *silicio mono y policristalino* y los de *lámina delgada*, entre los que se encuentran los basados en CdTe, CIS/CICS y silicio amorfo.

Existen otras tecnologías como las células orgánicas, aun poco desarrolladas y con rendimientos bajos, y los módulos de concentración fotovoltaica (GaAs), que no tienen presencia en los sistemas de autoconsumo. En la Tabla 5-1 se muestran las características más relevantes de las diferentes categorías de módulos fotovoltaicos existentes.

**Eficiencia** Coste Comportamiento térmico **Espacio** Comercial (€/W) Silicio cristalino Mono-Caídas de hasta el 10-15% de rendimiento 16-21% 0,5-0,65 cristalino con altas temperaturas Poli-cristalino 14-18% Mejor tolerancia a las altas temperaturas 0,35-0,5 Lamina delgada CdTe 10-16% Tolerancia a altas temperaturas 0,25-0,55 CIGS/CISS 9-15% Tolerancia a altas temperaturas 6-9% a-Si Tolerancia a altas temperaturas

Tabla 5-1. Características de las diferentes tecnologías de módulos fotovoltaicos.

La tecnología de silicio cristalino ofrece, en general, un mejor comportamiento global (rendimiento, espacio, duración). Es la tecnología más madura y con mayor penetración en el mercado (>85% de la producción anual de módulos) y tiene un potencial de mejora en eficiencia hasta alcanzar un rendimiento de hasta el 30% en 2050.

Dentro de los módulos de silicio cristalino se están empezando a comercializar *módulos bifaciales*, que son capaces de aprovechar la radiación solar por ambos lados de la célula fotovoltaica, mejorando la productividad del módulo entre un 6 y un 20%, dependiendo de las características del emplazamiento. Esta tecnología puede ser interesante para su utilización en integración arquitectónica, aunque por sus características especiales no se ha evaluado en el presente proyecto.

Por otra parte, las tecnologías de lámina delgada ofrecen algunas ventajas como su mejor comportamiento con la temperatura y con niveles bajos de radiación, incluido su mejor comportamiento frente a las sombras, aprovechando mejor la radiación difusa. Además, su



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

**Anexos** 

flexibilidad y ligereza facilita su utilización en sistemas de integración arquitectónica (ventanas, etc.).

Para la optimización de los módulos de silicio cristalino ante sombreamientos parciales, se instalan diodos de protección de secciones de células en series, evitando la generación de puntos calientes sobre las zonas sombreadas de los módulos, que afectan negativamente al rendimiento del módulo y de la serie.

En la **Ilustración 5-1** se puede observar el comportamiento de la curva I-V de un módulo con sombrado parcial y diferente número diodos de protección. Cuanto mayor es el número de diodos, mayor es el aprovechamiento del módulo, acercándose al comportamiento de los módulos de lámina delgada.

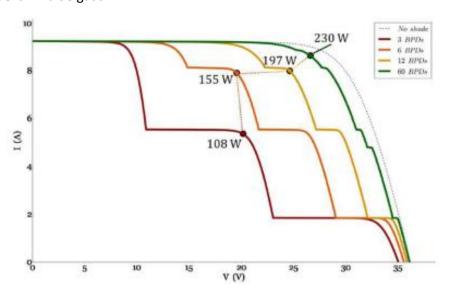


Ilustración 5- 1. Respuesta I-V de un módulo bajo sombras parciales en función del número de diodos de protección o "by-pass".

Otro parámetro para tener en cuenta a la hora de valorar un módulo fotovoltaico es el valor de la <u>tolerancia</u> de las características nominales del módulo que evalúa el grado de dispersiones de los valores reales de cada módulo de un mismo modelo. Aunque es habitual encontrarse con módulos con tolerancias de -3%/+3%, existen fabricantes de módulos que ofrecen tolerancias positivas de hasta un 10%. En este caso nos aseguramos de que la potencia de cada uno de los módulos nunca será inferior a la nominal. La tolerancia es clave para la optimización de la disposición del módulo en serie y para reducir las pérdidas por "mismach" o dispersión de los valores nominales de cada módulo.

Los fabricantes de módulos fotovoltaicos ofrecen dos tipos de garantías. La **garantía de producto**, que puede variar entre los 5 años, generalmente para los módulos de silicio cristalino de peor calidad y los de lámina delgada, y más de 20 en los mejores módulos de silicio mono-cristalino. Lo más habitual es encontrarse módulos con garantías de producto de entre 10 y 12 años.

Por otra parte, ofrecen la **garantía de rendimiento**, con la que el fabricante garantiza un máximo de degradación anual durante un periodo determinado de años. En este caso, el



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

fabricante se basa en la tasa de degradación anual del módulo, que en general depende de la tecnología y calidad del mismo. Suelen situarse por debajo del 0,4% anual para los mejores módulos mono-cristalinos y por encima del 0,8% anual en módulos de silicio amorfo. Sin embargo, en el mercado, es habitual que los fabricantes, independientemente de la tecnología ofrezcan, garanticen más del 80% de la potencia nominal al cabo de 25 años. Los mejores módulos de silicio mono-cristalino pueden llegar a alcanzar hasta los 30 años de garantía de rendimiento.

La tasa de degradación no ha de confundirse con la tasa de fallo de los módulos que suele encontrarse entre 0,025% y 0,1% al año.

Durante los últimos diez años se han detectado degradaciones importantes en algunos módulos, muy por encima de la tasa de degradación determinada por los fabricantes. Estas degradaciones se han identificado como <u>PID (degradación inducida por tensión)</u> y <u>LID (degradación inducida por luz)</u> y es importante, a la hora de seleccionar los módulos, asegurarse de que incluyan garantías especificas contra estos defectos.

Es necesario, por tanto, antes de acometer el diseño o planificación de una instalación, seleccionar adecuadamente el módulo en función de los siguientes criterios.

- Espacio disponible.
- Sombreamientos y niveles de irradiación.
- Garantías.
- Calidad.
- Coste.

La evolución de los costes y mejoras en eficiencia sigue situando a la tecnología de silicio cristalino a la cabeza del mercado de módulos fotovoltaicos. Solo en ocasiones en las que la temperatura de trabajo, los bajos niveles de irradiación o la existencia de grandes sombreamientos sean especialmente relevantes o en instalaciones de integración arquitectónica muy específicas, las tecnologías de lámina delgada pueden ser una mejor opción.

## Inversor

En el ámbito de las instalaciones de autoconsumo los inversores fotovoltaicos se pueden dividir en dos categorías: **inversores por rama o cadena** y **micro-inversores**.

Tabla 5- 2. Tipologías de inversores y características. (Fuente: IHS 2015. Remarks, Fraunhofer ISE 2014).

Categoría	Potencia	Eficiencia	Coste	Garantía
Inversor estándar o de rama	Hasta 100 kW	Hasta 98%	10-20 c€/Wp	5-10 años
Micro-inversor	200-400 W	90-95%	35 c€/Wp	> 20 años
Conversor CC/CC u optimizador	200-400 W	Hasta 98,8%	10 c€/Wp	-

El diseño más habitual de instalaciones de autoconsumo consiste en la conexión de 6-12 módulos en series a una o varias de las entradas de un único **inversor estándar** (si la instalación es grande pueden ser varios inversores) que se sitúa justo antes de la conexión a la



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

red interior. Este diseño ahorra costes y tiene menor riesgo de fallo, aunque una mayor incidencia sobre el conjunto de la instalación. El inversor dispone de un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) que maximiza la potencia de los módulos fotovoltaicos en función de la irradiancia. En función del tamaño del inversor este puede disponer de un mayor número de entradas donde se conectan las series o las combinaciones serie-paralelo y, además, puede disponer de varios sistemas de MPPT que mejoran la optimización de las diferentes series.

Los **micro-inversores** son pequeños equipos que van conectados a cada módulo, optimizando su punto de trabajo de forma individual. De esta forma mejora el rendimiento del conjunto de la instalación frente a los inversores de ramas que hacen funcionar la serie con relación al módulo más débil. Permite disponer de módulos con diferentes orientaciones o sombreamiento, no tener que preocuparse de las desviaciones de los valores nominales de cada módulo a la hora de conformar las series y poder utilizar módulos de diferentes fabricantes, modelos y tecnología.

Otra ventaja de los micro- inversores es que la garantía habitual duplica, en el mayor número de los casos, a la garantía de los inversores estándar. Sin embargo, la mayor desventaja está en su elevado coste frente a los inversores estándar.

Solo en el caso de instalaciones pequeñas el coste inicial de los micro-inversores se verá recompensado con los ahorros al cabo de 10 años al cambiar el inversor. Además, su utilización puede ser recomendable en aquellas instalaciones en las que, por características del emplazamiento, los módulos se dispondrán con diferentes inclinaciones y orientaciones.

Otra forma de mejorar la optimización de conjunto de la instalación, sin utilizar microinversores, es o bien utilizar un mayor número de inversores estándar más pequeños frente a un único inversor mayor, o usar inversores estándar con mayor número de MPPT. De esta forma se optimizará el funcionamiento de la instalación por series.

También se puede utilizar una combinación de inversores estándar y **convertidor CC/CC u optimizado**r que va conectado a cada módulo fotovoltaico o integrado en el módulo, reemplazando la caja de conexiones tradicional. Un optimizador se utiliza para aumentar la producción de energía mediante el seguimiento constante del punto máximo de potencia (MPPT) de cada módulo individualmente.

Una característica que valorar en cualquiera de los tipos de inversor es la disponibilidad de la tele-monitorización, tanto de los parámetros de funcionamiento del propio inversor como de los sensores (meteorológicos, de radiación, de temperatura de célula, etc.) conectados a las entradas disponibles en el mismo. En el caso de instalaciones pequeñas, la monitorización a nivel inversor puede ser suficiente para la correcta gestión de estas instalaciones.

Los inversores son además la pieza clave para el cumplimiento de los requerimientos de red (seguridad, calidad, etc.), convirtiéndose en pieza clave para la gestión tanto de las redes internas como de distribución.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Inversores diseñados para el autoconsumo pueden llevar incorporados reguladores de carga para poder conectarse directamente a sistemas de almacenamiento, ahorrando el número de equipos necesarios.

Los inversores se deben proteger de la luz directa del sol para evitar el sobrecalentamiento y, aunque incluyen sistemas de refrigeración, cuando están ubicados en casetas independientes, estas deben estar adecuadamente refrigeradas y si es necesario se deben instalar ventiladores y conductos de aire para expulsar el aire caliente.

La disposición del campo generador sobre azoteas y entornos urbanos en los que pueden coexistir campos con diferentes orientaciones e inclinaciones y variaciones del sombreamiento sobre las diferentes partes del campo generador, hace necesaria la utilización de, o bien un número mayor de inversores con potencias menores (micro inversores, de "string") o que los inversores cuenten con un número suficiente de entradas con seguimiento del punto de máxima potencia en función del número de ramas o subcampos, con orientaciones e inclinaciones diferentes o en los que el sombreamiento varia.

### Estructura soporte

La estructura soporte es la encargada de sustentar los módulos solares con seguridad frente a las cargas de viento existentes, proporcionando además la inclinación y orientación más adecuadas para que los módulos aprovechen de forma óptima la radiación solar a lo largo de todo el año.

Las estructuras soportes están fabricadas con materiales que impiden su degradación por la intemperie, como aluminio, acero anodizado o galvanizado o, incluso, materiales plásticos.

Además de la estructura es importante que los elementos de sujeción y tornillería sean también resistentes a la intemperie y los materiales sean compatibles evitando corrosiones. Los anclajes se han de dimensionar de manera que se asegure la sujeción con seguridad a la envolvente del edificio. Para ello es fundamental evaluar las cargas de viento a las que se verán sometidas las estructuras y módulos, en espacial en las instalaciones sobre azoteas.

La elección adecuada de la estructura permitirá, por una parte, ajustar los costes a las necesidades de cada emplazamiento y, por otra, el aprovechamiento máximo del mismo, permitiendo salvar los obstáculos que puedan existir sobre la azotea o cubierta.

A la hora de diseñar la estructura y disposición de los módulos es fundamental prever el acceso a los módulos y conexiones y facilitar los trabajos de inspección o reparación.

Es recomendable evaluar la posibilidad de utilizar estructuras con una doble función: la de generación eléctrica fotovoltaica, y la de funcionalidad constructiva (teja, fachada, etc.) que mejore el comportamiento térmico del edificio (parasoles, etc.).

A lo largo de este proyecto únicamente se ha valorado el uso de estructuras fijas, con una inclinación y orientación determinadas durante todo el tiempo. Con objeto de maximizar la producción es posible utilizar estructuras móviles, estacionales, en las que la inclinación varia de forma automática o manual, adecuándose a la estación del año, o con seguimiento a uno o dos ejes. Sobre azoteas o cubiertas existen estructuras con seguimiento a un eje que



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

aumentarían la productividad del sistema, aunque con un aumento significativo de la inversión inicial y un aumento de los costes de operación y mantenimiento.

## Conexiones y protecciones eléctricas

De la misma forma que las células fotovoltaicas se asocian para formar el módulo, los módulos se asocian entre sí, en serie y en paralelo, hasta obtener agrupaciones llamadas en la práctica ramas o "strings", que, asociadas entre sí, forman campos o subcampos para generar la potencia deseada antes de la conexión al inversor.

- Rama o "string": conexión en serie de varios módulos fotovoltaicos.
- Subcampo: conexión serie-paralelo de varias ramas en una caja de conexión que se conecta a cada una de las entradas del inversor.
- Campo: conexión en series-paralelo de todos los subcampos y ramas que se conectan a un único inversor.

Para las conexiones del campo generador es necesario utilizar <u>cables</u> de sección adecuados, atendiendo a la reglamentación existente (REBT) según las corrientes que han de circular por ellos y minimizando las pérdidas óhmicas.

En el mercado se pueden encontrar múltiples modelos de cableado en función del material conductor: cobre o aluminio, tensión soportada, tipo de corriente (CC, CA), etc. La mayor parte de fabricantes de cable ofrecen en la actualidad productos específicos para los sistemas fotovoltaicos.

Es recomendable que el cableado vaya convenientemente canalizado y sujeto por bridas, protegido de agentes externos y de esfuerzos mecánicos que puedan deteriorarlos. Además, es fundamental la correcta identificación del cableado por polos (+/-), ramas y campos.

Los cables positivos y negativos de CC del generador fotovoltaico se deben instalar procurando reducir lo máximo posible el área del bucle que forman, porque la tensión inducida como consecuencia del cambio del campo magnético encerrado por el bucle es proporcional a su área. Es posible recurrir a dispositivos de protección contra esta tensión inducida, como descargadores de sobretensión, aunque es mejor reducir el área del bucle formada por los cables para minimizar estas tensiones inducidas.

Las conexiones de las diferentes ramas han de realizarse en <u>cajas de conexiones</u> de calidad que garanticen una gran durabilidad y estanqueidad. Se incluirán las protecciones tanto para la instalación como para las personas, con diodos de bloqueo que protejan las ramas de corrientes inversas, de sobretensiones y rayos y con protecciones contra defectos eléctricos, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos.

Dentro de las cajas se han de incluir los seccionadores necesarios que faciliten las operaciones de mantenimiento y control, permitiendo desconectar y medir cada uno de los ramales. Además, se pueden incluir sensores que permitan la tele-monitorización por ramas de las características de funcionamiento.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

La <u>puesta a tierra</u> de los sistemas fotovoltaicos puede referirse tanto a las partes conductoras expuestas (marcos metálicos y estructuras) como al sistema de generación (protecciones, equipos, etc.).

Para conseguir una <u>puesta a tierra</u> adecuada los marcos de los módulos deben estar interconectados mediante cables de puesta a tierra fijados con tornillos y tuercas a los huecos de puesta a tierra de sus marcos. El simple contacto físico entre los marcos de los módulos y la estructura de soporte no es suficiente para asegurar una buena puesta a tierra.

Para la conexión de los dispositivos del circuito de puesta a tierra es necesario disponer de bornes o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta que los esfuerzos dinámicos y térmicos en caso de cortocircuitos son muy elevados. Se prohíbe el uso de soldaduras de bajo punto de fusión.

Como cualquier instalación eléctrica, ha de cumplir con el Reglamento Eléctrico de Baja Tensión (REBT) y, en especial, con la instrucción técnica ITC-BT-40 de dicho reglamento.

### **Almacenamiento**

Las **baterías fotovoltaicas** ideales deben soportar un número muy elevado de ciclos profundos de carga/descarga, sin que ello afecte a la vida útil de la batería además de requerir el menor mantenimiento posible y reducir los riesgos tanto medioambientales como para las personas.

Los dos principales parámetros que evaluar de las baterías son la capacidad de almacenamiento (kWh o Ah) y la potencia disponible (kW). Además, existen otras características para tener en cuenta a la hora de dimensionar y seleccionar los sistemas de almacenamiento:

- Densidad energética (Ah/kg o Wh/kg).
- Ciclos de cargas y descarga.
- Profundidad de descarga.
- Vida útil.
- Rendimiento.
- Coste €/Wh.

Entre las diferentes tecnologías de almacenamiento se pueden encontrar:

- Baterías de plomo-ácido abiertas o selladas (AGM, Gel).
- Baterías de níquel-cadmio (Ni-Cd).
- Baterías de níquel-hidruro metálico (Ni-MH).
- Baterías de litio: ion de litio, de polímero de litio, litio-ferro fosfato o LiFePO<sub>4</sub>.
- Baterías de flujo.

Hasta ahora lo habitual ha sido utilizar baterías de plomo-ácido, similares a las existentes en el mundo de la automoción, que se han ido adecuando a las necesidades de los sistemas fotovoltaicos. En la actualidad son las baterías de litio las que empiezan a copar el mercado para instalaciones de autoconsumo. En instalaciones más grandes las baterías de flujo pueden dar mejores respuestas a las necesidades existentes.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Además de las tecnologías de almacenamiento aquí reseñadas, existen otras tecnologías aun en desarrollo como las pilas de combustible de hidrógeno, los volantes de inercia o "flywheels" y el almacenamiento mediante aire comprimido o CAS, aunque están más enfocadas a la gestión de red (picos, calidad, etc.) que a los sistemas de autoconsumo.

La selección del sistema de almacenamiento dependerá del criterio de dimensionamiento y del modelo de funcionamiento seleccionado: reducción de los picos de demanda, ampliación el horario de la cobertura solar de la demanda o gestión de la generación distribuida.

El **regulador** de tensión es un equipo electrónico que sirve para proteger a las baterías frente a sobrecargas y descargas profundas, permitiendo alargar la vida de estas. Existen reguladores del tipo serie y de tipo shunt o paralelo. La vida de la batería depende fundamentalmente de la buena elección del regulador.

Al igual que el inversor, el regulador ajusta la carga del sistema fotovoltaico para que funcione lo más cercano posible a su punto de máxima potencia, optimizando la salida del generador fotovoltaico. Entre las funciones básicas de un regulador moderno destacan:

- ✓ Carga óptima de las baterías.
- ✓ Protección frente a sobrecarga.
- ✓ Evitar una descarga completa.
- ✓ Protección de la profundidad de descarga.
- ✓ Información sobre el estado de carga.
- ✓ Gestor de redes aisladas.

## Otros equipos

Además de los equipos y sistemas descritos más arriba, existen otros equipos auxiliares que pueden o no estar presentes en una instalación fotovoltaica, si bien son recomendables:

## Sistema de monitorización

Más adelante se describirán los beneficios de un sistema de monitorización de la producción de las instalaciones fotovoltaicas.

### Estación meteorológica

Con objeto de una buena monitorización es necesario disponer de las variables meteorológicas que afectan al rendimiento y producción de un sistema fotovoltaico.

En el ámbito municipal, sería recomendable disponer de una o más estaciones meteorológicas de referencia que monitoricen la irradiancia solar (global, difusa o directa), la temperatura ambiente y velocidad y dirección del viento. La pluviometría, además, podría ayudar a mejorar la planificación de tareas de limpieza.

Por otra parte, es recomendable que cada una de las instalaciones disponga de al menos una célula calibrada en el plano del generador.

## Sistemas de inyección 0

La normativa actual para la instalación de autoconsumo de tipo 1 exige que para estar exento de la obligación del estudio de conexión es necesario que se instale un sistema que asegure que no exista inyección de energía a la red de suministro.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

En la actualidad existen equipos específicos de inyección 0, aunque algunos inversores específicos para sistemas de autoconsumo ya lo llevan incorporado.

El uso de estos sistemas no es recomendable, ya que la normativa actual establece la facturación en saldos horarios entre le energía suministrada y vertida, mientras que estos sistemas son instantáneos, y puede darse el caso de no poder verter a la red en periodos horarios en los que el saldo final seguiría siendo positivo<sup>10</sup>. Además, el ahorro que supone no estar obligado al estudio de conexión es muy pequeño.

En la actualidad, en lo que se refiere a los fallos relacionados con los sistemas fotovoltaicos, la atención se aleja de los equipos, siempre que estos tengan garantías del fabricante. Hoy en día, la mejora en los rendimientos y fiabilidad de los sistemas fotovoltaicos se ha de enfocar en la planificación, diseño e instalación del sistema, más que en la fiabilidad y el rendimiento de los componentes en sí.

## 5.2. Cuestiones de diseño de instalaciones fotovoltaicas en entornos urbanos

A la hora de realizar una instalación en un entorno urbano y, en concreto sobre un edificio, es necesario evaluar con detenimiento algunos de los principios básicos de las instalaciones fotovoltaicas como:

- Orientación e inclinación: optimización de la irradiancia solar incidente.
- Sombras.
- Ocupación.
- Temperatura de célula.
- Suciedad y polvo.
- Pérdidas eléctricas.
- Autoconsumo: acoplamiento de la producción a la demanda.

Por las características de los entornos urbanos, sin embargo, no siempre es factible el diseño que maximiza la producción fotovoltaica y se hace necesario evaluar con cuidado las limitaciones que determinan el entorno y la propia demanda, con el fin de dimensionar adecuadamente la potencia de la instalación.

Existen otros requerimientos que han de cumplir los sistemas, como son la resistencia frente a cargas y viento, la accesibilidad, el cumplimiento de las normativas edificatorias, etc.

## Tipologías de instalación en entornos urbanos

Según el Código Técnico de la Edificación (CTE) existen tres tipologías de instalaciones fotovoltaicas en edificios:

10 Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, ¿con inyección cero o vertiendo a la red? (http://es.krannichsolar.eu/2016/06/14/autoconsumo-con-o-sin-inyeccion-cero/).

Autoconsumo

detalle.

FAQ:

http://www.autoconsumoaldetalle.es



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

**General:** los módulos se instalan sobre una estructura que proporciona la inclinación y orientación óptimas para el funcionamiento de la instalación. Es el caso de la instalación en cubierta plana o cubierta con muy poca inclinación.

**Superposición de módulos:** en este tipo de instalación la colocación de los módulos fotovoltaicos se realiza paralela a la envolvente del edificio. Se debe instalar una estructura sobre la envolvente del edificio que sustente los módulos fotovoltaicos. La inclinación y la orientación de los captadores será la propia de la envolvente del edificio.

**Integración arquitectónica:** se considera integración arquitectónica cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función: energética y arquitectónica y, además, sustituyen elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes de la composición arquitectónica. En este caso, la inclinación y la orientación de los módulos será la propia de la envolvente del edificio.

Estas tres tipologías a su vez pueden darse tanto en cubiertas inclinadas, azoteas o fachadas de un edificio. La elección de una u otra tipología dependerá de las características del edificio y del presupuesto disponible, así como de si el proyecto es de nueva construcción, rehabilitación o se pretende afectar los menos posible al edifico. En la Ilustración 5-2 se observan algunas de las características de cada tipología. Ha de tenerse especial atención cuando se trata de instalaciones de integración y superposición y no se evalúa correctamente el comportamiento térmico de los módulos por falta de ventilación.

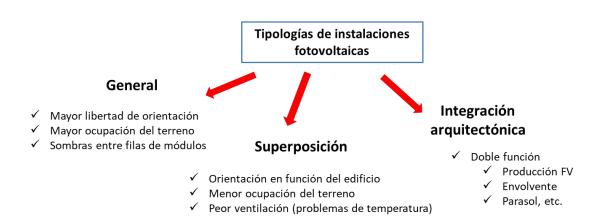


Ilustración 5-2. Tipologías de instalaciones fotovoltaicas.

Además de estas tipologías específicas para edificios, en entornos urbanos son posibles otras instalaciones como la integración sobre pérgolas, aparcamientos, marquesinas, farolas y otros tipos de mobiliario urbano, para alimentar equipos específicos (luminarias, electrolineras, etc.), para conectarse a redes interiores de edificaciones cercanas o para conectarse a la red de distribución.

### Orientación e inclinación

Con objeto de maximizar la irradiancia solar incidente durante el año es fundamental optimizar la inclinación y orientación del plano del generador fotovoltaico. En el caso de Madrid, situada



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

en la *latitud 40,42° Norte*, los valores óptimos serian una orientación al sur e *inclinación de* 36° (± 2°).

Sin embargo, en entornos urbanos e instalaciones de autoconsumo, pueden existir limitaciones o necesidades que determinan inclinaciones y orientaciones diferentes, desviándose del diseño que maximiza la producción anual y optimizando la producción por periodos estacionales u horarios, con objeto de hacer confluir los perfiles de consumo y producción.

En la Ilustración 5-3 se muestran de forma gráfica las pérdidas debidas a la orientación e inclinación del plano generador fotovoltaico para una instalación tipo en Madrid y nos da una idea del amplio rango en el que se puede mover el diseño de la instalación sin que las pérdidas en la productividad sean excesivas.

		Inclinación respecto a la horizontal en grados									
	%	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
	-90	14,5	15,1	17,0	19,5	22,6	26,4	32,1	37,9	44,8	52,4
	-80	14,5	13,8	13,8	15,7	18,2	22,0	27,0	32,7	40,0	48,1
	-70	14,5	12,6	11,9	11,9	13,8	17,6	22,0	28,3	35,8	44,3
	-60	14,5	11,3	9,4	9,4	10,7	13,8	18,2	24,5	32,1	41,2
	-50	14,5	10,1	7,5	6,3	7,5	10,1	14,5	21,4	28,9	38,6
	-40	14,5	9,4	5,7	4,4	4,4	7,5	11,9	18,2	27,0	37,1
8	-30	14,5	8,2	4,4	2,5	2,5	5,0	9,4	16,4	25,2	35,8
ē	-20	14,5	7,5	3,1	1,3	1,3	3,1	8,2	15,1	23,9	35,2
engrados	-10	14,5	7,5	2,5	0,6	0,0	2,5	6,9	13,8	23,3	35,2
	0	14,5	7,5	2,5	0,0	0,0	2,5	6,9	13,8	23,3	35,2
Azimut	10	14,5	7,5	3,1	0,6	0,6	2,5	7,5	14,5	23,9	35,2
₹	20	14,5	8,2	3,8	1,3	1,3	3,8	8,8	15,1	24,5	35,8
	30	14,5	8,8	4,4	3,1	3,1	5,7	10,1	17,0	25,8	36,5
	40	14,5	9,4	6,3	5,0	5,7	8,2	12,6	19,5	27,7	37,7
	50	14,5	10,1	8,2	6,9	8,2	11,3	15,7	22,0	30,2	39,7
	60	14,5	11,3	10,1	10,1	11,3	14,5	19,5	25,8	33,3	42,3
	70	14,5	12,6	12,6	13,2	15,1	18,9	23,3	29,6	37,1	45,5
	80	14,5	13,8	15,1	16,4	19,5	23,3	28,3	34,0	41,3	49,2
	90	14,5	15,7	17,6	20,1	23,3	27,7	32,7	39,1	46,0	53,5

Ilustración 5- 3. Pérdidas de productividad anual (%) en función de la orientación e inclinación. (Cálculo realizado con el PVGIS, para Madrid).

Como indicador de las pérdidas asumibles por orientación e inclinación, se pueden utilizar los valores que se establecen en el Código Técnico de la Edificación, CTE (ver **Tabla 5-3**) en función del tipo de instalación fotovoltaica. Las pérdidas por orientación e inclinación asumibles siempre deberán estar justificadas por su correspondiente estudio de costebeneficio.

Tabla 5-3. Pérdidas límite del CTE. (Fuente: CTE).

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

A medida que se reducen los costes de equipos e instalación de los sistemas fotovoltaicos es más factible el aprovechamiento de nuevos espacios más alejados del óptimo de captación solar.

### **Sombras**

El sombreamiento sobre el emplazamiento es el aspecto que más fácilmente es pasado por alto por el diseñador o instalador en entornos urbanos, o no siempre es tenido en cuenta en su totalidad.

El análisis de las pérdidas por sombras ha de realizarse, en primer lugar, sobre las sombras que provocan las estructuras, objetos y edificios colindantes al emplazamiento de la instalación y, en segundo lugar, optimizando la implantación de la instalación para minimizar el sombreamientos de elementos de la propia instalación (sombreamiento entre filas de módulos), adecuándose al espacio disponible.

En el caso de entornos urbanos el horizonte suele estar formado por el perfil de las edificaciones colindantes o elementos de la propia azotea. A diferencia de las plantas sobre suelo en el campo, la influencia de estas sombras sobre la captación de energía incidente sobre el plano del generador suele tener mayor relevancia.

La evaluación del sombreamiento consistirá en la superposición del perfil de obstáculos existente sobre un diagrama o carta solar en coordenadas angulares (azimut y altura angular). Para esto es necesario medir y posicionar sobre el horizonte los edificios, objetos y estructuras colindantes.

Para medir y posicionar los objetos en el horizonte se pueden utilizar instrumentos habituales en la construcción (teodolito)u otras herramientas comerciales específicas (*Solar Pathfinder* o *Solmetric SunEye 210 Shade Tool*, etc.).

Otra forma de obtener y analizar los perfiles de sombras de grandes zonas es mediante la **tecnología LIDAR** (Light Detection and Ranging) que, mediante un barrido aéreo del terreno, determina la altura y forma de cualquier elemento sobre el suelo como los árboles, edificios e infraestructuras. Con la ayuda de aplicaciones GIS (Geographical Information Systems) es posible tratar los datos obtenidos de forma que se puedan evaluar las sombras existentes en cualquier emplazamiento dentro de la zona de barrido. Este método requiere de mayores recursos y carga de trabajo, pero una vez realizado se convierte en una herramienta muy útil para el análisis de grandes extensiones, como es el caso de Madrid.

Con las nuevas tecnologías aplicadas en los *smartphones* (cámaras, GPS, inclinómetro, etc.) están apareciendo aplicaciones que permiten medir o evaluar el perfil de obstáculos de forma rápida y barata, midiendo la altura angular de los objetos u obteniendo el perfil de obstáculos directamente de fotografías tomadas desde el emplazamiento objeto del estudio.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Cuando no se dispone de ninguna herramienta específica se puede realizar una aproximación al perfil realizando mediciones directamente sobre aplicaciones de mapas o con el uso de **fórmulas trigonométricas**. Con este método las distancias son fácilmente medibles y la dificultad se encuentra en evaluar la altura del objeto o edificio, que puede ser estimada en función del número de plantas, con fotografías, etc. Posteriormente, mediante relaciones trigonométricas se obtiene la altura angular.

Tabla 5-4 se muestran las alturas angulares en función de la altura del objeto y la distancia al observador (emplazamiento de la instalación) para evaluar cómo afectaría el sombreamiento. Hay que tener en cuenta que pocos edificios en Madrid superan los 50 metros de altura, siendo la altura media entre los 15 y 20 metros, por lo que la altura con respecto a la azotea de referencia en raras ocasiones superará esos 15-20 metros.

Altura, a (m) Distancia, b (m) 

Tabla 5-4. Alturas angulares (°) de objetos en función de la altura (m) y la distancia (m).

Como se explica más adelante, un criterio de diseño determinado por el IDAE y CTE es que no exista sombreamiento sobre el plano del generador fotovoltaico entorno a las 4 horas del mediodía del 21 de diciembre, que equivale en Madrid a que la altura angular del obstáculo que hace sombra no supere los 22°.

Una vez obtenido el perfil del obstáculo, es necesario evaluar cómo afecta a la producción del sistema fotovoltaico. En la mayoría de *softwares* para la evaluación de los sistemas fotovoltaicos, mediante la introducción de los perfiles de obstáculos, el propio programa modeliza la afección del sombreamiento sobre la instalación. El CTE y el IDAE han publicado un diagrama solar y tablas que permiten realizar una evaluación rápida de las pérdidas anuales en función del perfil de obstáculos.

En la **Ilustración 5-4** se representa el diagrama solar en el que se han identificado unas porciones (horarias), cada una de las cuales tiene una contribución a la irradiación solar anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra en un grado determinado una de las porciones definidas supone una cierta pérdida de irradiación.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Como es razonable pensar, la contribución a la radiación solar anual será mayor en las porciones correspondientes a las horas centrales del día y, a su vez, dependerán de la orientación e inclinación del plano generador. (Ver tablas de referencia de pérdidas por obstáculo sombras según CTE HE5).

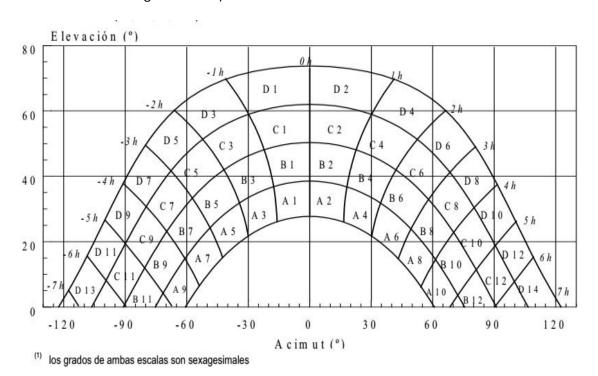


Ilustración 5-4. Diagrama solar y pérdidas (CTE HE5).

El perfil de obstáculos, al permitir evaluar las pérdidas por sombras, ayuda a optimizar la orientación del plano del generador fotovoltaico, determinando si las pérdidas debidas a un objeto son mayores o menores a las pérdidas al desviarse de la orientación óptima.

## Inclinación y ocupación

Una vez obtenidas las pérdidas por sombreamiento del perfil de obstáculo, es necesario estimar las pérdidas por sombreamiento entre módulos, cuando estos se disponen sobre estructuras paralelas con una determinada inclinación. Para ello es necesario evaluar la disposición (vertical u horizontal), la inclinación, las dimensiones de los módulos, la distancia entre filas y la ocupación del espacio.

## Ángulo limite

En la Ilustración 5-5 se define el ángulo limite como el ángulo que forma el rayo solar cuando este se sitúa justo por encima del objeto que potencialmente puede hacer sombra sobre el módulo fotovoltaico (puede ser un objeto cualquiera u otro módulo fotovoltaico).



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

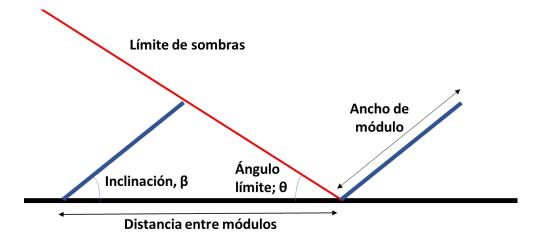


Ilustración 5-5. Esquema de distancia entre filas de módulos.

Bajo el criterio del CTE y el IDAE, como ya se ha comentado anteriormente, este se situaría en 22°. Para Madrid, la distancia entre módulos, de base a base, para cumplir los requerimientos del IDAE y del CTE se muestran en la **Tabla 5-5** en función de las dimensiones e inclinaciones del módulo fotovoltaico.

Tabla 5-5. Distancia mínima entre módulos en función de la inclinación y dimensiones.

Distancia entre módulos (de base a base) para el cumplimiento del criterio del CTE (metros)							
	Inclinación Módulo						
0	(m)	20º	25º	30º	35º	40º	
Ancho Aódulo	1	1,79	1,95	2,10	2,24	2,36	
₹ ∑	2	3,57	3.,90	4,21	4,48	4,72	

## Ratio de ocupación del terreno (GCR o Ground Cover Ratio)

Además de optimizar el diseño de la instalación para minimizar las pérdidas por sombreamiento, es necesario evaluar el espacio disponible.

En entornos urbanos, los espacios suelen estar limitados y, en algunos casos, puede ser necesario optimizar la potencia instalada para maximizar la cobertura solar, dentro del espacio disponible. En estos casos se ha de valorar reducir la productividad por el aumento de las pérdidas de sombras o inclinaciones menos óptimas que permitan aprovechar al máximo el espacio disponible.

En la Ilustración 5-6 se muestra la pérdida por sombreado en función del ángulo de inclinación y manteniendo el ángulo limite constante e igual a 22°. A medida que se reduce la inclinación y se mantiene el ángulo limite disminuye el espacio ocupado y las pérdidas por sombreado, a costa de reducir la captación de radiación solar anual.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

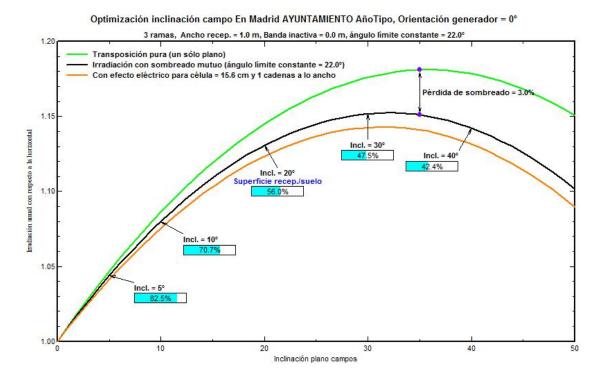


Ilustración 5- 6. Optimización de la inclinación de módulo fotovoltaico con ángulo limite constante de 22°. (PVSyst).

Para evaluar la ocupación del terreno de una determinada instalación fotovoltaica se define el Ratio de ocupación del terreno (*GCR* o *Ground Cover Ratio*) como la razón entre el área de módulos fotovoltaicos y el área del terreno ocupado.

Si asumimos una disposición de módulos en varias filas paralelas de longitud ilimitada, esta ratio es equivalente a la razón entre el ancho de módulo o fila (W) y la distancia entre módulos o filas (P).

# GCR = W/P

A medida que se reduce la ocupación del terreno y existe limitación de espacio, como en las azoteas, disminuye la potencia fotovoltaica instalable.

En la **Ilustración 5-7** se representa la ocupación del terreno en función del ángulo de inclinación del módulo, para diferentes ángulos límite. Como se puede observar, el parámetro más relevante es la inclinación del módulo. Con un ángulo de inclinación de en torno a 30° se puede ocupar solo un 40-50% del área de superficie disponible, mientras que con una inclinación de 4° se puede ocupar más del 80% del área disponible. Sin embargo, la ocupación es poco dependiente del ángulo límite de sombreado.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

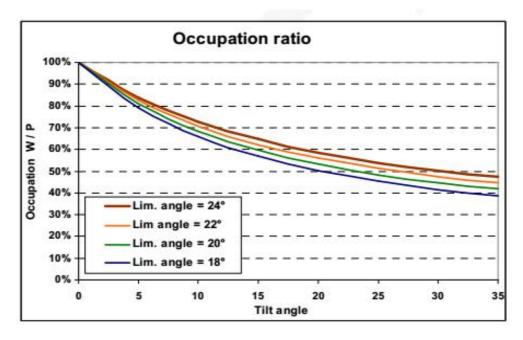


Ilustración 5-7. Ocupación del terreno en función de la inclinación y el ángulo límite (PVSyst).

En la **Tabla 5-6** se muestra el espacio necesario para instalar un 1 kW de módulos fotovoltaicos, en función de la eficiencia del módulo y de la ratio de ocupación del terreno o CGR. Las eficiencias mostradas corresponden principalmente a módulos fotovoltaicos basados en células de silicio cristalino, aunque ya se pueden encontrar módulos de lámina delgada con eficiencia por encima de 0,15.

Durante los próximos años la tecnología de silicio cristalino pondrá en el mercado módulos fotovoltaicos con eficiencias de 0,25 y superior, que reducirán aún más el espacio necesario.

Eficiencia	Área		Superficie ocupada por un 1 kW fotovoltaico (m²)						
módulo	módulo FV	Ratio o	Ratio de Ocupación del Terreno o CGR (Sup. Fotovoltaica/Sup. Az					Azotea)	
modulo	/ 1kW (m²)	0,40	0,45	0,50	0,55	0,60	0,65	0,70	0,90
0,15	6,7	17	15	13	12	11	10	10	7
0,16	6,3	16	14	13	11	10	10	9	7
0,17	5,9	15	13	12	11	10	9	8	7
0,18	5,6	14	12	11	10	9	9	8	6
0,19	5,3	13	12	11	10	9	8	8	6
0,20	5,0	13	11	10	9	8	8	7	6
0,25	4,0	10	9	8	7	7	6	6	4
0,30	3,3	8	7	7	6	6	5	5	4

Tabla 5- 6. Superficie de azotea para instalar un kW en función de la eficiencia y el CGR.

En instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, con objeto de aprovechar al máximo los espacios disponibles, es recomendable, por una parte, implantar módulos con inclinaciones menores del óptimo que maximiza la producción anual, con el único límite de los problemas de



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

**Anexos** 

ensuciamiento. Por otra, el uso de los módulos con superiores rendimientos permite aprovechar mejor los espacios existentes.

### Dimensionado de los sistemas de autoconsumo

Hasta ahora la práctica habitual en el diseño de instalaciones fotovoltaicas se ha centrado en maximizar la producción a nivel de módulos, aumentando la captación solar con ángulos de inclinaciones óptimos en función de la latitud del emplazamiento. Para optimizar el coste y la rentabilidad económica deben ser evaluados a nivel de sistema, valorando la relación entre el ángulo de inclinación, la ocupación del terreno (CGR), la potencia a instalar, el coste del sistema y el retorno de la inversión dentro de las limitaciones de espacio y de la demanda de energía de autoconsumo.

Las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumos pueden dividirse, atendiendo a cuestiones puramente técnicas y de diseño<sup>11</sup>, en dos grupos: <u>Instalaciones sin intercambio con la red</u>, en las que entrarían aquellas instalaciones desconectadas de la red y aquellas en las que, aun existiendo un punto de suministro eléctrico, la producción fotovoltaica nunca es inyectada a la red y toda es consumida en la red interior, aguas abajo del punto de conexión, ya sea por cuestiones de dimensionamiento, porque no existan excedentes o porque se utilicen sistemas o diseños que no permitan el intercambio con la red de distribución (sistemas de inyección 0 o instalaciones asistidas según REBT ITC-40). El segundo grupo serían <u>las instalaciones fotovoltaicas con intercambio con la red</u>, en las que el excedente de producción no auto consumido ni almacenado es inyectado a la red de distribución, exista o no una transacción económica (venta a la red, balance neto, etc.).

Otra forma de clasificar las instalaciones de autoconsumo es entre las que tienen un sistema de acumulación energética y las que no. Ambos casos son compatibles con los dos grupos anteriores, aunque lo habitual seria que se dimensionase el sistema de acumulación para aprovechar al máximo la producción y limitar el excedente a inyectar a la red de suministro.

En la Ilustración 5-8. Modelos de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumollustración 5-8 se exponen, de forma muy esquemática, los diferentes modelos de autoconsumo que se pueden dar. El diseño ha de enfocarse a que los perfiles de consumo y producción converjan al máximo, minimizando los excedentes, principalmente optimizando el diseño del sistema de autoconsumo y mediante la gestión activa de la demanda. Cuando estos excedentes existen se pueden gestionar de diferentes formas: hacia otros consumos propios como un vehículo eléctrico, alumbrado público, almacenamiento "in-situ", intercambio con la red, etc. En este último caso dependerá de la normativa existente, pudiéndose considerar como un almacenamiento externo (balance neto) o facilitando el desvío de la producción hacia otras cargas propias en emplazamientos diferentes (redes distribuidas, redes inteligentes, etc.).

<sup>11</sup> Esta clasificación no tiene en cuenta la normativa actual o los posibles cambios que pudieran existir y solo hace referencia a cuestiones técnicas de operación o de diseño.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

**Anexos** 

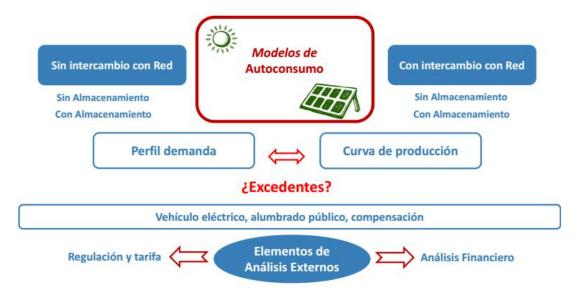


Ilustración 5-8. Modelos de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo.

## Perfiles de consumo y producción

El primer paso antes de dimensionar de forma óptima una instalación de autoconsumo, es realizar un estudio pormenorizado del perfil de consumo energético a lo largo del tiempo (mínimo un año) de forma que el diseño y dimensionamiento de la instalación fotovoltaica permita la superposición de los perfiles de consumo y producción del sistema fotovoltaico. Para ello es necesario monitorizar las cargas y consumos del edificio, al menos con un paso temporal horario, aunque sería recomendable un paso temporal inferior con objeto de poder identificar mejor los picos de consumo que se producen en intervalos muy cortos de tiempo (arranques, etc.).

Existen diferentes metodologías para converger los perfiles de consumo y producción, que pueden ser utilizados de forma individual o complementaria:

- Optimizar el perfil de producción mediante diseño y dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.
- Gestión activa de la demanda (cargas del edificio).
- Sistemas de almacenamiento.
- Desvío hacia otras cargas propias (vehículo eléctrico, alumbrado público, etc.).
- Intercambio con la red.

Como se irá exponiendo, algunos de estos métodos son complementarios como en el caso del alumbrado público y el almacenamiento o en el del desvío hacia otras cargas y el intercambio con la red.

## Gestión de la producción mediante el diseño y dimensionamiento

Una de las características principales de los sistemas de autoconsumo es la posibilidad que ofrecen para la reducción de las pérdidas eléctricas que existen en el sistema de transporte y distribución (más de un 10%, la mayor parte en las redes de distribución de baja tensión) y el



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

ahorro en el coste de facturación. Con objeto de maximizar estos beneficios es prioritario diseñar y dimensionar la instalación para limitar los excedentes hacia la red.

Sin almacenamiento una de las formas disponibles es adecuar el diseño y dimensionamiento de la instalación para que el perfil de producción se adecue el máximo posible a las necesidades del edificio. Estas necesidades habrán de haberse reducido al mínimo necesario mediante actuaciones de eficiencia.

En instalaciones con diseños convencionales los máximos de producción se darán mayormente en las horas centrales del día y durante los meses de verano, pudiéndose dar el caso de que exista una gran sobreproducción sobre la demanda existente durante estos meses que incluso no pueda ser gestionada mediante sistemas de almacenamiento. Mientras, en invierno, la cobertura se verá fuertemente reducida.

Estas situaciones pueden minimizarse evaluando combinaciones de disposición de módulos con orientaciones e inclinaciones diferentes. Se puede dividir la instalación en instalaciones menores, optimizando sus inclinaciones a diferentes periodos del año. Mediante la orientación puede optimizarse la producción para que se maximice por la mañana o por la tarde en función de las necesidades existentes. El uso de estructuras móviles puede ser una forma útil, aunque más costosa, de mejorar el perfil de producción.

En la Tabla 5-7 se muestran las inclinaciones óptimas para maximizar la captación de radiación a lo largo de todo el año, en inverno y en verano, junto con el correspondiente Factor de Transposición, que representa la relación entre la radiación global sobre la horizontal y la captada sobre un plano inclinado.

Verano	Anual	Invierno
Abril-septiembre	Anual	Octubre-marz

Tabla 5-7. Inclinaciones óptimas estacionales y Factores de transposición.

	verano	Anual	invierno
	Abril-septiembre	Anuai	Octubre-marzo
Inclinación óptima (β)	13°-27°	34°-38°	57°-60°
FT (G(β)/ G(0) Estacional	1,05	1,18	1,68
FT (G(β)/ G(0) Anual	1,17	1,18	1,11
Pérdidas / óptimo Anual	-1,0%		-5.6%

Ante la dificultad que supone gestionar la curva de producción sin almacenamiento, lo normal es que las coberturas fotovoltaicas sobre la demanda total de este tipo de instalaciones alcancen, como mucho, un 25%-30%, si se quieren mantener los excedentes por debajo del 5%<sup>12</sup>.

### Gestión activa de la demanda

La gestión activa de la demanda debe ser el primer paso tanto para el ahorro y mejora de la eficiencia, como para ajustar la demanda a los perfiles de producción. Estos sistemas han de ser capaces de conectar y desconectar cargas eliminado los picos de consumo y trasladando las

<sup>&</sup>lt;sup>12</sup> Ejercicio realizado sobre el perfil de consumo inicial de REE 2017 para la tarifa 3.0A.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

cargas a aquellos periodos de tiempo en que estas pueden ser cubiertas por los sistemas de autoconsumo.

Los sistemas de gestión activa de la demanda se pueden, a su vez, complementar tanto con sistemas de almacenamiento, como mediante la gestión de otras cargas propias.

#### Sistemas de almacenamiento

Una forma de converger la curva de producción con la curva de carga es mediante *instalaciones con almacenamiento*. Con el almacenamiento podemos trasladar toda o parte de la energía excedente almacenada hacia horas en que no existe insolación.

A la hora de dimensionar el sistema para que la cobertura fotovoltaica sobre el consumo total anual alcance el 100% hay que tener en cuenta que la producción fotovoltaica que necesita ser almacenada para una instalación tipo en Madrid puede superar el 50% de la producción anual. Sin embargo, al evaluar los perfiles de consumo y producción, se encuentran grandes diferencias estacionales y mensuales que impiden el consumo de excedentes almacenados en el corto espacio temporal desde que se producen.

Si dimensionamos el almacenamiento<sup>13</sup> en torno al doble del valor de la mediana de producción diaria se conseguiría que la cobertura solar real alcanzase entorno al 90% de la demanda, existiendo excedentes no almacenables o inyecciones a la red del 10% sobre la producción total anual. Un sobredimensionamiento de la capacidad de almacenamiento del doble del valor propuesto (4 días de valor medio de producción diaria) solo aumentaría la cobertura unas décimas, a costa de incrementar el coste del almacenamiento.

Hay que tener en cuenta, además, que muchos edificios municipales no están abiertos los fines de semana y festivos, dato que el perfil de REE para la tarifa 3.0A utilizado en el presente ejercicio no recoge. La existencia de días en los que disminuye el consumo dificulta aún más el dimensionamiento del almacenamiento, aumentando los excedentes a la red.

En el caso de los fines de semana, obligaría a sobredimensionar el almacenamiento para absorber la producción de dos días consecutivos, más el dimensionamiento necesario para los excedentes diarios. Esto puede significar almacenamiento equivalente a 4-5 días de consumo medio.

Los sistemas de almacenamiento pueden dimensionarse no para cubrir el 100% de los consumos existentes, pero si para reducir los picos de consumos que pudieran darse. En este caso se gestionaría el desvío a almacenamiento de tal forma que siempre existiese energía almacenada para cubrir un determinado porcentaje de los previsibles picos de consumo evaluados. Este modelo permitiría reducir la potencia contratada, lo que supondría un ahorro en costes fijos.

Como ya se ha comentado, el almacenamiento sería necesario cuando se tratase de desviar los excedentes hacia cargas propias no relacionadas con los consumos del edificio, como pueden ser el alumbrado público o el vehículo eléctrico (en este caso, el almacenamiento sería el propio vehículo).

\_

<sup>&</sup>lt;sup>13</sup> Ejercicio realizado sobre el perfil de consumo inicial de REE 2017 para la tarifa 3.0A.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

**Anexos** 

## Otras cargas propias (vehículo eléctrico, alumbrado público)

Los sistemas de autoconsumo están enfocados principalmente a cubrir la demanda energética del propio edificio (climatización, iluminación, ACS, y equipos). Cuando existen excedentes, estos se pueden aprovechar para cubrir otras demandas energéticas municipales ajenas al propio edificio.

El alumbrado público necesitaría de los sistemas de almacenamiento ya que el desvío seria en el espacio (fuera del edificio) y en el tiempo (por la noche). Además, se podrían desviar los excedentes hacia los vehículos eléctricos, que harían de sistema de almacenamiento.

Para gestionar el desvío de producción hacia cargas ajenas al propio edificio, es necesario, a su vez, el intercambio con la red de distribución o la implementación de redes internas municipales de forma similar a lo que serían las redes de frio-calor que se utilizan en algunas ciudades y que ya, en algunos caos, incluyen además redes eléctricas.

### Intercambio con la red

En el ámbito municipal, en el que existe un único consumidor repartido por múltiples emplazamientos, la generación distribuida puede llegar a significar la solución al problema de convergencia entre los perfiles de generación y demanda.

Cuando los puntos de consumo y generación se reparten a lo largo de un espacio suficientemente grande y estos se reparten en diferentes tipologías de edificios (con sus diferentes curvas de demanda) y múltiples diseños y tamaños de instalaciones fotovoltaicas, se produce un fenómeno sobre las curvas agregadas tanto de generación como demanda conocido como "smoothing", en el que las curvas se suavizan, reduciendo los picos y facilitando el casamiento entre ellas.

De esta forma, se gestionaría la generación como una única gran planta "virtual" de autoconsumo y un único gran consumidor. Este modelo de gestión necesita de la implementación de las tecnologías y políticas que faciliten y favorezcan intercambios virtuales entre puntos de generación y consumo en localizaciones diferentes.

Por desgracia, la actual normativa no es clara en este tipo de intercambios y aún faltan mejoras en las redes de distribución y en los modelos de facturación que lo faciliten. Sin embargo, en la actualidad, el intercambio con la red, mediante la venta de excedentes, es el único modelo viable para la gestión del 100% de los excedentes.

## Otros aspectos de interés

### Adecuación del entorno

Cuando se planifica la instalación de sistemas fotovoltaicos sobre azoteas o cubiertas es imprescindible evaluar el estado de la misma y realizar aquellas actuaciones necesarias que aseguren su integridad y faciliten el máximo aprovechamiento del espacio, sin causar daños al propio edifico.

Estas actuaciones necesarias o recomendables antes de instalar sistemas fotovoltaicos serían:

Refuerzos estructurales que permitan soportar la carga de la instalación fotovoltaica.



El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia Energética	19/12/2017
Hoja de Ruta Madrid 2030	Anexos

- Mejora del aislamiento e impermeabilización.
- Reparación de tejas.
- Desvío de infraestructuras ya existentes (conductos, equipos de climatización, etc.).
- Eliminar obstáculos inservibles.

Es posible realizar otras actuaciones que mejoren el desempeño de la instalación fotovoltaica, como evaluar el emplazamiento para optimizar el albedo, pintando o utilizando grava blanca, instalando azoteas verdes que, en función del tipo de vegetación, pueden mejorarlo, disminuyendo la temperatura ambiente y atrapando las partículas en suspensión.

Tabla 5-8. Valores de albedo. (Cuaderno de aplicaciones técnicas ABB).

Tipo de superficie	Albedo
Tejados y terrazas alquitranadas	0,13
Tierra (arcilla, caliza)	0,14
Hierba seca	0,20
Hormigón desgastado	0,22
Hierba verde	0,26
Superficies oscuras de edificios	0,27
Superficies claras de edificios	0,60

### Falta de espacio

Al evaluar con detalle el enorme espacio que suponen las cubiertas existentes, empiezan a aparecer problemas que impiden o dificultan su aprovechamiento máximo. El análisis realizado sobre una muestra de los edificios municipales ha permitido estimar entre un 40% y un 60% los espacios no aprovechables sin utilizar soluciones más complejas. Por tipología, *Educativo* y *Deportivo* son precisamente las que aportan mayor número de edificios y superficie y las que, a su vez, disponen de azoteas con un mejor aprovechamiento.

**Orientación e inclinación al norte.** En general, solo aparecen en cubiertas inclinadas y que como máximo afectaría al 50% de la cubierta (cubierta a doble agua con orientación N-S). En función de la inclinación y superficie, estas pueden aprovecharse, aunque sea parcialmente, con diseños adecuados de estructuras, voladizos etc.

Diseños de cubiertas complejas. El propio edificio dispone de varias cubiertas planas o inclinadas a diferentes alturas que pueden obstaculizar el acceso óptimo a la radiación solar entre ellas. Una solución a este problema sería la realización de supraestructuras que cambiasen la morfología del edifico (azoteas y cubiertas) optimizando el diseño para la instalación de módulos fotovoltaicos. El problema de esta solución se encuentra en la limitación que pudiera existir en la normativa urbanística (elevación de la altura del edificio), en las necesidades de evaluar las cargas sobre el edificio y sobre la propia estructura y en el sobre coste de la estructura que encarecería el de la instalación.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

*Lucernarios o cubiertas acristaladas.* Sería necesario evaluar la afección de sombras y reducción de los niveles de iluminación natural. Por otra parte, estos emplazamientos podrían ser óptimos para instalación de vidrio fotovoltaico o módulos vidrio-vidrio, que permiten conjugar la generación eléctrica con el aprovechamiento de la iluminación natural.

**Instalaciones de climatización y ventilación**. Cada vez es más habitual encontrarse en las azoteas grandes infraestructuras y equipos de los sistemas de climatización y ventilación que, aparte de ocupar espacio, obstaculizan y son fuentes de grandes cantidades de calor.

En edificios de nueva construcción y en los que se realicen grandes reformas, es necesario que se tomen en consideración los criterios necesarios que favorecen y optimizan los espacios para instalaciones fotovoltaicas. Estos criterios deberán considerarse cuando se propongan sustituciones de equipos obsoletos.

## Recomendaciones en el diseño e instalación de sistemas fotovoltaicos sobre cubiertas

Como ya se ha comentado anteriormente, no existe un único diseño óptimo para instalaciones de autoconsumo en entornos urbanos. En cada emplazamiento es necesario evaluar las limitaciones y necesidades existentes para obtener el dimensionamiento óptimo.

Procedimiento de evaluación para el diseño de una instalación de autoconsumo:

- 0. Evaluación del recurso solar.
- 1. Recabar perfiles de demanda de al menos un año completo (como mínimo de paso horario).
  - a. Identificar periodos en los que la demanda se reduce significativamente (fines de semana, festivos y periodos vacacionales).
- 2. Evaluar el emplazamiento:
  - a. Estado de la envolvente del edificio.
  - b. Accesibilidad.
  - c. Espacio disponible.
  - d. Obstáculos sobre la propia envolvente.
  - e. Equipos de climatización y evacuación de aires.
- 3. Perfil de sombras sobre el horizonte.
- 4. Estudiar la posibilidad del uso de superestructuras que eliminen las limitaciones existentes sobre la envolvente.
- 5. Estimar la producción con variaciones de los parámetros de diseño:
  - a. Potencia instalada.
  - b. Orientación e inclinación.
  - c. Ocupación del terreno.
- 6. Evaluar el casamiento de las curvas de producción y demanda:
  - a. Gestión de la producción:
    - i. Dimensionando el almacenamiento.
    - ii. Usando campos o subcampos generadores con variaciones de orientación e inclinación.
  - b. Gestión de la demanda:
    - i. Sistemas de gestión de la demanda (automatizando paradas).



# El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia Energética Hoja de Ruta Madrid 2030 Anexos

- ii. Cambio de hábitos.
- c. Generación distribuida.

Tabla 5-9. Buenas prácticas para evitar fallos comunes en instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo14.

	Ubicación				
Sombras	<ul> <li>Los obstáculos se deben identificar durante las fases de planificación inicial, en especial los obstáculos vegetales que pueden crecer (árboles, arbustos, etc.).</li> <li>Evaluar la evolución del sombrado a lo largo del año.</li> </ul>				
	<ul> <li>En instalaciones sobre azoteas y cubiertas la instalación no debe interferir con el sistema de drenaje.</li> </ul>				
	Diseño y planificación				
Diseño	<ul> <li>Evaluar el perfil de consumo del edificio para diseñar y dimensionar el sistema en función de las necesidades específicas.</li> <li>Es obligatorio un plano/mapa de la instalación para localizar cada elemento correctamente identificado en la instalación fotovoltaica.</li> </ul>				
Cargas estructurales	<ul> <li>Evaluar las cargas soportadas por la cubierta. El peso total de la instalación FV (estructuras + contrapesos + módulos) debe mantenerse por debajo de la carga máxima permitida por el tejado (márgenes de seguridad incluidos).</li> <li>Evaluar las cargas debidas al viento.</li> <li>Los tejados que alojan instalaciones FV deben estar en buenas condiciones.</li> <li>Cumplimiento de la normativa existente (CTE).</li> </ul>				
Sistema eléctrico	<ul> <li>Diseñar la implantación de los módulos reduciendo la longitud del cableado.</li> <li>Cumplir la normativa sobre seguridad de instalaciones eléctricas (REBT).</li> </ul>				
Equipos	<ul> <li>Seleccionar los equipos en función de las necesidades del diseño.</li> <li>Poner muy pocos módulos en serie para el correcto funcionamiento del inversor durante las altas temperaturas de verano.</li> </ul>				
	Instalación				
Cubierta	■ Perforación sin métodos de sellado adecuados.				
	Materiales utilizados en el exterior no son resistentes a la luz del sol /rayos UVA.				

<sup>&</sup>lt;sup>14</sup> PVTRIN WP2\_D2.6 Catálogo de fallos comunes y prácticas inadecuadas en la instalación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos (PVTRIN).

**Fundación Renovables** 



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

	Instalación
Campo fotovoltaico	<ul> <li>Los módulos son sometidos a sobresfuerzos debido a la expansión térmica de la estructura soporte.</li> <li>Ventilación insuficiente del módulo.</li> <li>Los módulos se deben proteger de golpes y vibraciones para evitar micro-roturas.</li> </ul>
Inversor	<ul> <li>Colocado en un lugar directamente expuesto a la luz del sol.</li> <li>Ventilación insuficiente.</li> <li>Colocado a larga distancia de la caja de conexiones del campo fotovoltaico.</li> <li>Instalado sobre o cerca de una superficie inflamable.</li> </ul>
Cableado	<ul> <li>Cables tirantes o flojos.</li> <li>Soporte del cable inadecuado con exposición a daños físicos.</li> <li>Múltiples cables entrando en un collarín.</li> <li>Conductores no sujetos a menos de 30 cm de las cajas de conexión.</li> <li>Curvado del cable demasiado cerca de las cajas de conexión.</li> <li>Todos los componentes eléctricos activos deben de estar identificados con etiquetas.</li> <li>Las cajas de conexión y los puntos de entrada de los cables en los edificios deben estar selladas y respetar el nivel de protección IP seleccionado de acuerdo con el entorno (agua y suciedad).</li> <li>El cableado debe colocarse en bandejas o bajo tubos rígidos.</li> <li>Los cables en las cajas de conexión deben estar correctamente ordenados y no deben ser demasiado largos.</li> <li>Protección del circuito incorrecta.</li> <li>Desadaptación del inversor o medida incorrecta de la generación a la salida del inversor.</li> <li>Los recorridos de los cables eléctricos no están optimizados.</li> <li>No se tienen en cuenta los códigos eléctricos o reglamentos técnicos para la conexión a red.</li> </ul>
Protecciones	<ul> <li>Todas las partes metálicas de la estructura deben estar puestas a tierra e identificados los cables.</li> <li>Las cajas deben refrigerarse cuando contienen dispositivos electrónicos sensibles a la temperatura.</li> <li>Cubrirlas haciéndolas casi inaccesibles para el servicio.</li> <li>Cada rama individual debe estar protegida, al menos, por un fusible.</li> <li>Los cables y embarrados de polos opuestos deben estar suficientemente alejados entre sí.</li> <li>Los fusibles se deben sobredimensionar adecuadamente para evitar sobrecalentamiento y degradación prematura.</li> </ul>
Estructura	<ul> <li>Los anclajes de los módulos a la estructura deben usarse tal y como indican sus instrucciones y ajustarse al tamaño y forma del módulo.</li> <li>Las estructuras de soporte y uniones deben ser rígidas.</li> <li>Todas las partes de la estructura deben estar correctamente ensambladas y encajadas.</li> </ul>



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Todo el material empleado en las estructuras debe ser compatible.
 Las estructuras deben resistir las condiciones climáticas del exterior (Iluvia, sal, baja temperatura, luz solar) y deben tener en cuenta la expansión térmica de los materiales.
 Las estructuras de soporte ubicadas en tejados sin sistemas de fijación rígidos se deben lastrar debido a las cargas mecánicas inducidas por el viento en los módulos fotovoltaicos.

## 5.3. Operación de plantas fotovoltaicas

Son múltiples los actores y partes interesadas que interactúan a lo largo de las diferentes fases de la vida del proyecto de una instalación fotovoltaica y es fundamental aclarar y definir los diferentes roles y responsabilidades.

El **Ayuntamiento** ha de ser el responsable final del parque fotovoltaico municipal y es necesario identificar las áreas o departamentos responsables de la toma de cada una de las decisiones.

- Quién y cómo decide la instalación o no de un sistema fotovoltaico en un emplazamiento concreto.
- Quién y cómo se gestiona el edificio objeto de la instalación.
- Quién determina las especificaciones, tipología y operación de la instalación.
- Quién gestiona el flujo económico.
- Quién es responsable de interactuar con proveedores (instaladores y O&M).

La existencia de múltiples actores dentro del Ayuntamiento obliga a gestionar de forma eficiente y rápida el trasvase de toda la información entre los implicados y, aunque las responsabilidades recaigan en diferentes áreas o departamentos, es recomendable que estas se tomen de la forma más mancomunada posible, atendiendo a una planificación unificada.

De todo lo expuesto, el Ayuntamiento ha de considerarse como un único actor, aunque representado por sus diferentes áreas, departamentos y distritos. Por eso es fundamental la implementación de las herramientas adecuadas para que toda la información sea accesible a los diferentes actores implicados, en especial los relativos a la planificación y a los criterios a los que se deben ceñir los diferentes actores.

## Riesgos laborales y medioambientales

El propietario de la instalación es el responsable legal y moral del cumplimiento de las medidas de seguridad laboral y de protección del medio ambiente en las instalaciones, aunque es una práctica habitual que se subcontrate dentro del contrato de ejecución o de operación y mantenimiento del sistema.

### Riegos medioambientales

Las instalaciones fotovoltaicas son conocidas por su bajo impacto medioambiental y por eso es importante que la instalación, operación y mantenimiento minimice cualquier riesgo posible.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Los principales riesgos medioambientales pueden evitarse con un correcto diseño y mantenimiento. Estos riesgos están principalmente relacionados con la falta de gestión de los residuos de equipos rotos (módulos fotovoltaicos, material eléctrico, plásticos, etc.), de los fluidos de baterías y del uso excesivo del agua. Un mantenimiento adecuado de los equipamientos eléctricos, una correcta gestión de los residuos y un sistema eficiente para la limpieza de los módulos, hacen desparecer cualquier impacto medioambiental de las instalaciones fotovoltaicas.

El propietario es responsable de que en los contratos de instalación, operación y mantenimiento se cumplan escrupulosamente las normativas medioambientales existentes, asegurando una correcta gestión de los residuos, que mayormente se producirán durante la instalación, o reparación de los equipos. Es recomendable que, junto con la operación y mantenimiento, exista un plan de gestión medioambiental especifico o bien se incluya en la planificación medioambiental existente.

Es igualmente necesario que o en el proyecto de diseño o en el contrato de operación y mantenimiento se evalúe el proyecto de desmantelamiento, identificando el tratamiento de los materiales y equipos y, en especial, de los módulos fotovoltaicos.

## Riesgos laborales (seguridad y salud)

Todo el personal que trabaje con sistemas eléctricos debe estar correctamente formado y supervisado, debiendo trabajar siempre en grupos de al menos dos técnicos y con los equipamientos de protección individual (EPI) apropiados. Además, cualquier persona con acceso al emplazamiento donde se encuentre situada la instalación deberá estar igualmente formado en prevención de riesgo eléctrico.

Los riesgos identificados han de estar debidamente señalizados, de tal forma que resulten claros y evidentes a terceras personas ajenas a la instalación. En caso de que sea necesario, deberán instalarse las barreras de protección que se consideren necesarias.

Es recomendable que los inversores y cajas de conexión solo sean accesibles a los técnicos mediante el cerramiento adecuado.

En función de la tipología de la instalación, podrán existir distintos riesgos que harán necesarias medidas de protección específicas:

- ✓ Trabajo en altura. Cualquier trabajo que se realice a más de 2 metros de altura necesitará de las medidas necesarias que eviten las caídas. En cubiertas no transitables existe el riesgo de caídas de gran altura que harán necesaria la existencia de sistemas de líneas de vida adecuados que mantengan al trabajador unido a anclajes de seguridad. Estas líneas de vida deberán estar presentes a lo largo de la vida de la instalación, para ser utilizadas durante el mantenimiento y reparación.
- ✓ Riesgos eléctricos.
- ✓ Riesgos en función de la maquinaria utilizada (herramientas manuales o mecánicas).
- ✓ Riesgo de contacto con productos químicos de los sistemas de almacenamiento.



El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia Energética	19/12/2017
Hoja de Ruta Madrid 2030	Anexos

✓ Golpes con estructuras móviles. En el caso de existir sistemas de seguimiento, se han de prever las medidas necesarias que eviten los golpes, delimitando las zonas o mediante EPIs como el uso de casco, guantes o arneses.

En la Tabla 5-10 se identifican los principales riesgos para la seguridad y la salud de los trabajadores en la ejecución de tareas relacionadas con el mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas, entendiendo por riesgo laboral, la posibilidad de que un trabajador sufra un determinado daño derivado del trabajo que realiza.

Tabla 5- 10. Riesgos identificados en instalaciones fotovoltaicas.

Riesgos en instalaciones fotovoltaicas						
Tipo	Riesgo	Tareas	Señal			
Físicos	Caída de personas al mismo nivel	Todas las que representan posibilidad de tropiezos o resbalones.	<u>*</u>			
	Caída de personas a distinto nivel	Las que se realizan mediante la utilización de andamios, plataformas, escaleras de mano, bancadas y trabajos en altura superior a 2 metros, como terrazas y cubiertas.				
	Contactos eléctricos directos	Aquellos relacionados con el montaje y conexión de la instalación y los equipos eléctricos.				
	Quemaduras por arco eléctrico	Producidas por cortocircuito provocado en una instalación eléctrica.				
Químicos	Sustancias cáusticas y corrosivas					
	Sustancias tóxicas y peligrosas	Trabajos con baterías o acumuladores eléctricos que contienen electrolito de esas características.				
	Sustancias inflamables					

## Seguridad en el emplazamiento

En los casos en que la instalación fotovoltaica sea accesible a terceras personas, como sería el caso de azoteas abiertas al público, se deberá cuidar al máximo que cumplan con todas las medidas de seguridad (REBT), impidiendo el acceso al cableado y a los equipos de tensión si fuera necesario, canalizando el cableado y señalizando.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

En el caso de pequeñas instalaciones sobre mobiliario urbano, deberán ser diseñadas cumpliendo todas las normas de seguridad y se deberán evaluar los riesgos de actos vandálicos.

## Sistema documental y gestión

La correcta documentación de la planta solar fotovoltaica es crucial para una comprensión en profundidad por parte de todos los actores implicados en el diseño, la configuración y los detalles técnicos, así como en su mantenimiento. Es responsabilidad del Ayuntamiento como propietario proporcionar y gestionar esos documentos y debe exigir a fabricantes, suministradores, instaladores y cualquier otro servicio técnico contratado que faciliten la documentación y los datos necesarios referentes a sus operaciones y productos.

Antes de asumir cualquier actividad de mantenimiento y/u operación, es importante comprender en profundidad las características técnicas de la instalación.

Hay dos aspectos importantes relacionados con la gestión de la información:

- Tipo de información y profundidad de detalle.
- Gestión y control.

Hoy en día, hay diferentes aplicaciones informáticas disponibles y diseñadas siguiendo estándares ISO que pueden ser implementados y que facilitan la gestión de la documentación, permitiendo el acceso de forma fácil durante toda la vida útil de la planta (por ejemplo, cuando se producen cambios de contratista, de equipos, etc.).

Entre la información necesaria que ha de estar debidamente documentada se encuentra;

- ✓ Memoria (incluyendo cálculos estructurales si hubiesen sido necesarios).
- ✓ Planos:
  - Constructivos.
  - Eléctricos.
- ✓ Informe de ensayo y mediciones verificación inicial para entrega de la instalación.
- ✓ Hojas de características y manuales (O&M) de productos y equipos.
- ✓ Plan y libro de mantenimiento.
- ✓ Manual y diseño del sistema de monitorización.
- ✓ Datos de monitorización, indicadores de desempeño, alarmas.
- ✓ Contratos y garantías de proveedores y servicios.

En el caso de que se trate de varias plantas, es necesario que la información de todas las plantas se gestione de forma centralizada. Es recomendable, además, que toda la documentación este en formato electrónico y, en el caso de series de datos, que estos estén correctamente tabulados de forma que sean fácilmente gestionables.

### Garantías

Las garantías existentes es uno de los paramentos a tomar en consideración a la hora de seleccionar los equipos y proveedores y de diseñar e implementar la planificación de la operación y mantenimiento.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Durante el diseño de la instalación y redacción del proyecto, es fundamental asegurarse de las garantías de producto y rendimiento de las que disponen los fabricantes de los equipos. Además, es necesario acreditar la homologación de los equipos y sistemas presentes en la instalación.

Garantía de los módulos fotovoltaicos. Garantía de producto y garantía de rendimiento.

<u>Garantía del inversor.</u> Garantía y mantenimiento obligatorio para el cumplimiento de la garantía.

<u>Garantía de la estructura.</u> Frente a la corrosión y oxidación de más de 10 años y de resistencia a las cargas de diseño estimada para el emplazamiento.

<u>Garantía del sistema de acumulación.</u> Garantía y mantenimiento obligatorio para el cumplimiento de la garantía.

<u>Garantía del instalador</u>. El instalador ha de garantizar que el sistema en su conjunto cumplirá unos rendimientos y producciones anuales determinados en el diseño durante al menos un periodo de 2 años. Es necesario definir en la garantía la metodología y parámetros a tener en cuanta en el cálculo de los rendimientos anuales del sistema.

<u>Garantía de operación y mantenimiento.</u> Es necesario definir con la empresa que se subcontrate las actuaciones mínimas a realizar (vistas, alcance, etc.). Además, hay que determinar una garantía sobre disponibilidad mínima del sistema (horas de funcionamiento correcto/horas de sol disponibles) y un rendimiento mínimo por periodos (productividad, PR, etc.).

## Sistema de monitorización y previsión de la producción

El sistema de monitorización es una herramienta fundamental para la gestión, operación y mantenimiento del parque fotovoltaico municipal. El presupuesto existente define la amplitud y profundidad de detalle de los parámetros monitorizados, siendo diferentes las necesidades de monitorización locales y remotas en función del tamaño de la instalación. Sin embargo, hay que evaluar los beneficios de un buen sistema de monitorización a través del ahorro de costes y tiempos en mantenimiento, mejora de rendimiento y disponibilidad de las instalaciones.

El sistema de monitorización es además una fuente de información que permite la mejora constante de las instalaciones existentes y futuras y que, junto con la monitorización de los consumos energéticos, conforma una pieza fundamental para el desarrollo de una óptima política energética municipal.

El sistema de monitorización debe permitir el seguimiento del flujo de energía en un sistema fotovoltaico, informando de los diferentes parámetros que determinan la cadena de conversión de energía. En la llustración 5-9 se muestra un diagrama de los parámetros a monitorizar siguiendo la noma IEC 61724.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

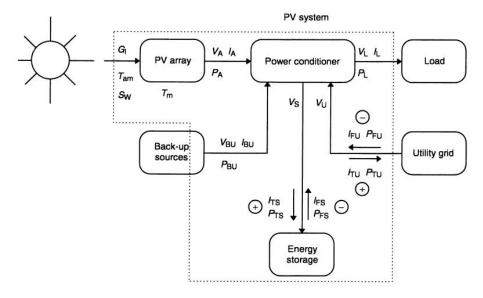


Ilustración 5-9. Parámetros que monitorizar en tiempo real según IEC61724.

El sistema de monitorización estará formado por sensores, SCADAS, "data-loggers", pasarelas y sistema de información conformado por su base de datos e interfaz gráfica. Es fundamental el acceso vía web por parte de cualquier actor implicado. La elección y diseño del sistema ha de buscar la mayor compatibilidad, permitiendo ampliaciones y cambios en sus diferentes capas, en especial en los datos y la forma en que estos se muestran.

## Parámetros que monitorizar

En instalaciones pequeñas es habitual que el propio inversor incluya un sistema de monitorización propio (lado CC y lado AC), permitiendo incluso la entrada de sensores externos (irradiancia, temperatura de célula). En instalaciones más grandes, en las que las características (orientación, inclinación, tecnología) cambian, es conveniente monitorizar de forma disgregada, por ramas o agrupaciones mediante sensores en las cajas de conexión.

Entre los parámetros que requieren ser monitorizados se encuentran:

## Meteorología:

- Irradiancia en el plano generador sin sombras. (Mediante piranómetro o célula calibrada) (IEC 60904-2).
- Temperatura ambiente representativa de la localización y altura de la instalación.
- Velocidad del viento representativa de la localización y altura de la instalación.

## **Generador fotovoltaico:**

- Tensión, corriente y potencia de salida (por campos o ramas).
- Temperatura de célula medida en la parte de atrás de un módulo representativo (IEC 61829).
- Parámetros de seguimiento (si procede).

## Almacenamiento:

Tensión de operación.



El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia Energética	19/12/2017
Hoja de Ruta Madrid 2030	Anexos

- Intensidad de/hacia el almacenamiento.
- Potencia de/hacia el almacenamiento.
- Parámetros del regulador.
- Alarmas.

### **Inversor:**

- Tensión de red.
- Intensidad de/hacia la red por cada fase.
- Potencia de/hacia la red por cada fase.
- Factor de potencia.
- Distorsión armónica.
- Alarmas.

Los parámetros que varían directamente con la irradiancia se muestrearán con 1 min o menos de intervalo mientras que los parámetros con constantes de tiempo mayores, pueden especificarse en un intervalo arbitrario entre 1 min y 10 min. El sistema de monitorización deberá, a su vez, ser capaz de presentar los valores agregados en espacios temporales superiores (cuartos horarios, diarios, mensuales, etc.).

## Herramientas de análisis y estimación de la producción mediante modelos

El alcance de la monitorización deberá adecuarse al número y tamaño de las instalaciones. Cuando el parque de instalaciones fotovoltaicas va en aumento y las necesidades de mantenimiento y gestión de la producción también, es necesario que la herramienta de monitorización incluya otras de análisis de los parámetros monitorizados y modelos de predicción de la producción.

### **Alarmas**

Entre las alarmas que se pueden establecer para detectar los fallos y resolverlos de forma ágil se encuentran:

- Pérdida de comunicación.
- Parada de la instalación.
- Parada del inversor.
- Instalación con bajo rendimiento.
- Inversor con baja eficiencia.
- Sobrecalentamiento del inversor.
- Rama sin corriente.
- Desviación sobre la previsión.

## **Funcionalidades**

En función de la amplitud y profundidad del sistema de monitorización es posible realizar los siguientes procedimientos sobre la instalación:

- 1. Evaluación del rendimiento de las tecnologías fotovoltaicas bajo condiciones reales:
  - a. Monitoreo básico.
  - b. Monitoreo detallado.



El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia Energética	19/12/2017
Hoja de Ruta Madrid 2030	Anexos

- 2. Diagnóstico de rendimiento.
- 3. Análisis de la degradación con el tiempo.
- 4. Comprensión / reducción de pérdidas del sistema mediante comparaciones con datos de rendimiento estimados.
- 5. Pronóstico del rendimiento fotovoltaico.
- 6. Interacción de los sistemas fotovoltaicos con la red eléctrica.
- 7. Integración de generación distribuida, almacenamiento y control de carga.

### Mantenimiento del sistema de monitorización

El mantenimiento del sistema de monitorización es sencillo y consiste en controlar, de forma mensual, los parámetros de producción y el registro de alarmas, mediante una supervisión visual de los distintos equipos a través del ordenador, y en comprobar el buen funcionamiento del sistema de aviso de alarma, enviando un mensaje prueba al dispositivo o correo electrónico configurado. Anualmente se deben revisar las conexiones de los distintos elementos y comprobar todos los sensores, cerciorándose de que se encuentran en buen estado y no presentan síntomas de deterioro o roturas.

### Indicadores del desempeño de la instalación

Este apartado recoge los procedimientos recomendables para analizar el rendimiento del sistema fotovoltaico a partir de los datos obtenidos mediante la monitorización o medida de los parámetros energéticos de la instalación. La precisión en la evaluación e identificación de los problemas de desempeño dependerá de la exactitud e incertidumbre de los datos recogidos. El primer paso, por tanto, en el análisis del rendimiento, es la comprobación de los datos registrados para determinar la consistencia y los vacíos, identificando anomalías en el conjunto de los mismos.

El siguiente procedimiento se basa en las recomendaciones presentadas en la IEC 61724 y la Guía de rendimiento de instalaciones fotovoltaicas de la Comisión Europea.

- 1. Análisis de la calidad de los datos medidos
- 2. Cálculo de parámetros derivados de los datos medidos

Tabla 5-11. Indicadores de desempeño derivados de las variables monitorizadas.

Indicador	Símbolo	Unidades
Productividad generadora fotovoltaica (continua)	Y <sub>A</sub>	kWh/kW
Productividad total del sistema (alterna)	Y <sub>F</sub>	kWh/kW
Productividad de referencia (solar)	YR	kWh/kW
Pérdidas del generador fotovoltaico	L <sub>G</sub>	%
Performance Ratio o PR	PR	-
Eficiencia del generador fotovoltaico	$\eta_A$	%
Eficiencia del sistema	$\eta_{\sf FV}$	%

Los indicadores aquí definidos son herramientas útiles para acordar las garantías de operación y mantenimiento y detectar desviaciones y fallos de funcionamiento. En el caso específico del Ayuntamiento, y de un parque fotovoltaico de múltiples instalaciones, permite comparar el desempeño entre ellos, facilitando la detección de fallos de diseño y puntos de mejora.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

**Anexos** 

## Cumplimiento de los requerimientos de red

Como cualquier sistema de producción eléctrica, los sistemas fotovoltaicos han de cumplir con los requerimientos de red que se especifican en la normativa, tanto nacional como de los distribuidores. De forma resumida, estos requerimientos afectan a:

- Calidad de potencia.
- Potencia activa.
- Potencia reactiva.
- Factor de potencia.
- Nivel de tensión.
- Frecuencia.
- Distorsión armónica de tensiones y corrientes.

Con el avance de la industria fotovoltaica los fabricantes de inversores han ido disponiendo de equipos que no solo cumplen con los requerimientos de red establecidos, sino que, en la actualidad, se posicionan como útiles gestores de red, que ayudan y mejoran la calidad de la red.

La monitorización en paralelo de las cargas disgregadas dentro del edifico permite mejorar la calidad del suministro dentro de la red interna, permitiendo disminuir las distorsiones que pudieran producir cargas internas de los edificios (motores, balastos, etc.).

### 5.4. Mantenimiento

Un correcto mantenimiento garantiza la mayor productividad posible de la instalación, respaldando el buen rendimiento, evitando el pronto deterioro y minimizando los tiempos de parada por avería o mal funcionamiento y, por consiguiente, los costes asociados.

El mantenimiento ha de diseñarse en función de las dimensiones y número de instalaciones fotovoltaicas y realizando una valoración coste-beneficio previa. El aumento del número de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo ha aumentado la oferta de servicios de mantenimiento reduciendo el coste de los mismos. En el mercado actual se pueden encontrar ofertas de mantenimiento de entre los 10 €/kW-año hasta los 50 €/kW-año en función del número, potencia de las instalaciones y del alcance acordado del mantenimiento (preventivo, predictivo o correctivo).

Para facilitar las labores de mantenimiento el usuario deberá disponer de planos actualizados y definitivos de la instalación, que reflejen los distintos componentes de la misma. Ante cualquier modificación en la instalación o en sus condiciones de uso, un técnico competente deberá realizar un estudio previo documentado adecuadamente. Además, después de cada operación de mantenimiento, se debe generar un informe en el que se indique el estado de los componentes revisados o cambiados y las operaciones efectuadas y que irá conformado el libro de mantenimiento de la instalación en el que, además, constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación, autorización de la empresa).

El mantenimiento puede clasificarse en tres categorías en función, principalmente, del momento en el que se realiza:



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

**Anexos** 

## Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo maximiza la producción del sistema evitando o mitigando las consecuencias de los fallos o averías de los equipos, logrando prevenir las incidencias antes de que estas ocurran, reduciendo las paradas y maximizando la vida del sistema fotovoltaico. El mantenimiento preventivo debe evaluar el coste-beneficio de la vida del proyecto. El objetivo es optimizar el balance entre el coste del mantenimiento programado y la productividad del sistema fotovoltaico, por lo que depende de las dimensiones, diseño, complejidad y entorno del sistema fotovoltaico.

Es necesario disponer de un plan de mantenimiento preventivo que incluya las inspecciones visuales, la verificación de actuaciones y cualquier otra actuación necesaria que permita mantener la instalación en condiciones óptimas de funcionamiento y prestaciones.

El plan de mantenimiento preventivo puede incluir las operaciones y actuaciones que se especifican más adelante, además de aquellas que establezcan los fabricantes de cada equipo y sistema instalado, dado que la falta o un mal mantenimiento puede llevar a perder la garantía legal de los equipos. La toma en consideración de cada una de las actuaciones y su periodicidad deberán evaluarse en función del tamaño y tipo de instalación.

También es conveniente que durante el mantenimiento se propongan posibles medidas de mejora en función de la situación de la instalación o la sustitución de componentes que predeciblemente no vayan a estar operativos en una posterior revisión.

Incluirá al menos una visita anual, pudiéndose programar visitas semestrales coincidiendo con los cambios estacionales (dilataciones, suciedad, etc.). Como se indicará más adelante la programación del mantenimiento preventivo puede optimizarse mediante un buen mantenimiento predictivo y sistema de monitorización.

Siempre se generará un informe en formato electrónico en el que se refleje el estado de las instalaciones, las mediciones y las incidencias acaecidas.

## Campo generador fotovoltaico:

- Características eléctricas:
  - ✓ Comprobación de las características eléctricas del generador (por ramas), Isc, Voc, Im y Vm.
  - ✓ Curva I-V.
  - ✓ Comprobación de elementos de mando y protección.
  - ✓ Puesta a tierra.
  - ✓ Caídas de tensión.
  - ✓ Cumplimiento del REBT.

## Conexiones

- ✓ Estanqueidad de las cajas de conexiones.
- ✓ Comprobación del estado mecánico de cables y terminales.
- ✓ Reapriete de conexiones en caso necesario.
- ✓ Reapriete de tornillería y sujeciones en caso necesario.
- Inspección visual de estado de los módulos



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

- ✓ Roturas.
- ✓ Pérdidas de estanqueidad.
- ✓ Puntos calientes.
- ✓ Suciedad.
- ✓ Cámara IR.

### Estructura y sujeciones

- ✓ Revisión general de la estructura, tornillería, existencia de oxidaciones o corrosiones y verificación de su anclaje.
- ✓ Fijación de paneles.

## Revisión del estado de la cubierta

- ✓ Humedades.
- ✓ Vegetación.
- ✓ Existencia de objetos o instalaciones que interfieran en el buen funcionamiento.

## Limpieza de módulos

✓ Limpieza de los módulos fotovoltaicos con agua, productos no abrasivos y los medios mecánicos necesarios para eliminar aquellos residuos que pudieran afectar al óptimo funcionamiento de los mismos, especialmente los que puedan dar lugar a puntos calientes.

### **Inversores:**

- ✓ Conexiones (pletinas y cables).
- ✓ Inspección visual exterior y sujeciones.
- ✓ Protecciones eléctricas.
- ✓ Pruebas de arranque y parada.
- ✓ Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etcétera, y sus características eléctricas (Vin, Iin, Iout, Vred, fred, rendimiento...).
- ✓ Sistema de ventilación.
- ✓ Cumplimiento de los requisitos de red.

## Sistema de almacenamiento:

## Baterías

- ✓ Conexiones.
- ✓ Limpiar la parte superior de las baterías y bornes.
- ✓ Comprobación del estado de las baterías (según su tipología).
- ✓ Mantenimiento específico del tipo de batería (especialmente baterías de ácidoplomo abiertas).

### Regulador:

- ✓ Conexiones.
- ✓ Inspección visual exterior y sujeciones.
- ✓ Protecciones eléctricas.
- ✓ Pruebas de arranque y parada.
- ✓ Verificación de alarmas.

## Instalación eléctrica AC:



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

- ✓ Comprobación de protecciones.
- ✓ Inspección visual exterior y sujeciones.
- ✓ Protecciones eléctricas.
- ✓ Cumplimiento REBT.

#### Sistema de monitorización y/o gestión:

- ✓ Comprobación del sistema de monitorización: adquisición de datos.
- ✓ Lectura y archivo de datos (Inversores, SCADAs, etc.).
- ✓ Comprobación de las sondas de temperatura y radiación.
- ✓ Comprobación del funcionamiento de los sistemas de transmisión de los datos.

#### Mantenimiento correctivo

El mantenimiento correctivo se realiza después de haber ocurrido un fallo o problema en alguna parte de la instalación, con el objetivo de restablecer la operatividad de la misma lo más rápido posible. El proceso de mantenimiento correctivo se inicia con una avería y un diagnóstico para determinar la causa del fallo. Es importante determinar qué es lo que causó el problema con el fin de tomar las medidas adecuadas y evitar así que se vuelva a producir la misma avería.

Se debe disponer de un Plan de Mantenimiento Correctivo en el que se relacionen todas las responsabilidades y tiempos de actuación ante la ocurrencia de fallos y que incluirá:

- Visita a la instalación en los siguientes plazos:
  - √ 48 horas, si la instalación no funciona.
  - ✓ Una semana, si el fallo no afecta al funcionamiento.
- Análisis y presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias. Los costes económicos del mantenimiento correctivo forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni la reposición de equipos necesaria, más allá del periodo de garantía. Dentro del mantenimiento correctivo se deben incluir las mejoras o modificaciones que se requieran durante las inspecciones del mantenimiento preventivo.

El mantenimiento correctivo deberá evaluar correctamente cuando los fallos están cubiertos por la garantía de los equipos, de la instalación o del propio mantenimiento.

Las paradas forzadas o desviaciones de los rendimientos de funcionamiento deberán ser monitorizados para evaluar el cumplimiento de las garantías de disponibilidad de desempeño que se hubiesen adoptado, tanto por la garantía de la instalación (los dos primeros años) como por la del mantenimiento.

#### Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo está basado en la determinación del estado de un sistema en operación, es decir, los sistemas darán un aviso antes de que fallen, por lo que este plan de mantenimiento trata de percibir los síntomas antes de que ocurra el fallo, de forma que se subsane antes de que se produzca, anticipándose así a las tareas de mantenimiento programadas y reduciendo y eliminando algunas de dichas tareas.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Este tipo de mantenimiento está estrechamente ligado a la monitorización del sistema y sin un sistema de monitorización adecuado y las herramientas de análisis de rendimiento (simulación) no es posible realizarlo.

Es necesaria una exhaustiva vigilancia mediante la monitorización del sistema de los parámetros de funcionamiento del sistema fotovoltaico, el análisis de los datos de rendimiento y las desviaciones entre los valores medidos y los obtenidos mediante estimaciones a partir de los valores monitorizados.

Entre los parámetros fundamentales medidos son:

#### Producción y consumo:

- Performance ratio (PR).
- Disponibilidad.
- Intensidad y voltaje en continua.
- Intensidad y voltaje en alterna.
- Potencia en continua y alterna.
- Parámetros meteorológicos como temperatura, radiación, humedad, lluvia, etc.
- Horas de producción.

Un buen diseño del mantenimiento predictivo y, por tanto, del sistema de monitorización y de las herramientas de análisis y alarmas, permitirán reducir los tiempos del mantenimiento preventivo y adecuar la planificación de las revisiones con su correspondiente reducción de costes de operación.

#### Gestión de los suministros de piezas de repuesto

La gestión de suministros es una parte fundamental de la operación y mantenimiento. Asegurar la disponibilidad en un tiempo razonable de los recambios necesarios a la hora de realizar el mantenimiento, no solo reduce los tiempos de parada, maximizando la producción, si no que mediante una planificación adecuada de estos se puede reducir el coste de los mismos, mejorando los resultados económicos de la planta.

Es fundamental, en el momento de planificar la operación y mantenimiento de las instalaciones, definir sobre quien recae la responsabilidad de mantener un stock de suministros. Esta puede recaer únicamente sobre la subcontrata que pudiera existir para llevar la operación y mantenimiento o sobre el propietario.

La gestión de suministros habrá que dimensionarla de acuerdo con la frecuencia previsible de fallos, el impacto de estos, el coste del recambio, la degradación de la pieza y la disponibilidad de stock del fabricante.

En la Tabla 5-12 se listan algunos de los principales recambios y piezas de repuesto que se han de tener en cuenta para un correcto mantenimiento del parque fotovoltaico municipal. Para una optimización de la gestión de recambios y del mantenimiento es fundamental que las instalaciones, dentro del parque fotovoltaico, homogenicen diseños y equipos en la media de las posibilidades que existan o que se busque la compatibilidad de los mismos, disminuyendo el número de modelos de equipos y recambios necesarios.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

**Anexos** 

Tabla 5- 12. Ejemplo de lista de repuestos para un correcto mantenimiento.

Piezas de repuesto					
Protecciones eléctricas					
Cableado y conectores					
Fusibles y cajas de fusible para todos los equipos					
Sujeciones y tornillería de las estructuras					
Piezas de recambio de inversores					
Sensores y piezas de recambio del sistema de monitorización					
Módulos de repuestos					

La gestión de la operación y mantenimiento de un parque fotovoltaico requiere de herramientas y sistemas y del establecimiento claro de los procedimientos.

- Identificación de actores y responsabilidades.
- Plan de seguridad y salud.
- Sistema de gestión documental:
  - o Listado y manuales de equipos.
  - Contratos garantías.
  - o Libro de mantenimiento e incidencias.
  - Datos monitorizados.
- Sistema de monitorización:
  - o Estación radiométrica y meteorológica.
  - o Modelo para la estimación de la producción actual y a futuro.
  - o Alarmas.
- Plan de Mantenimiento:
  - o Preventivo.
  - o Correctivo.
  - o Predictivo.

El diseño e implantación de un buen sistema de monitorización, dadas las características del parque fotovoltaico municipal actual y futuro ha de realizarse de forma gradual, aumentando la profundidad de detalle de los parámetros monitorizados por instalación, la gestionabilidad de los mismos y el uso de indicadores de desempeño y alarmas de forma automática.

#### Recepción, garantía y rendimientos

Es importante definir los indicadores de desempeño de las plantas e incluirlos en las garantías, ya que han de ser evaluados a la hora de recibir la instalación terminada.

Los valores de rendimiento de las plantas tienen que coincidir tanto en las memorias de diseño y económicas como durante las pruebas de recepción de la instalación. Además, mediante el correcto mantenimiento, se ha de intentar mantener lo más cercano posible a dichos valores y a los valores de degradación establecidos en las garantías.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Tabla 5-13. Recomendaciones en operación y mantenimiento.

	Operación y mantenimiento					
Seguridad	<ul> <li>No se utiliza el equipo de protección de caídas aun cuando es necesario.</li> <li>Incumplimiento de las regulaciones de prevención de accidentes.</li> <li>Trabajar en condiciones adversas: condiciones de humedad, vientos fuertes o superficies heladas en tejados.</li> <li>El instalador anda sobre los paneles.</li> <li>El inversor se instala después de cableado.</li> </ul>					
	<ul> <li>Los componentes de CC como portafusibles NO se deben abrir cuando los circuitos de CC están ENCENDIDOS.</li> </ul>					
	<ul> <li>No etiquetar el sistema fotovoltaico en la caja de conexiones y distribuidor principal del edificio con un signo indicador.</li> <li>Falta de planes generales de emergencia para los trabajadores.</li> </ul>					
	<ul> <li>Cableado no resistente al fuego.</li> <li>Falta de trazado de los cables de CC fuera del edificio.</li> <li>El inversor se instala en el interior del edificio.</li> </ul>					
	Principal del edificio.					
	<ul> <li>No hacer anualmente el mantenimiento de conexiones mecánicas y eléctricas (corrientes y voltajes de circuito, electrolito de la batería, etc.).</li> <li>Superficie frontal de los módulos fotovoltaicos no cubierta durante el mantenimiento.</li> <li>No remplazar componentes de montaje doblados, corroídos o dañados.</li> <li>No reasegurar o apretar componentes sueltos o cierres.</li> <li>Extintores de incendios no se encuentran en las proximidades de la batería.</li> <li>El propietario no ha sido informado / instruido para controlar con frecuencia el rendimiento del sistema.</li> </ul>					

#### 5.5. Normativa y normas técnicas de interés

### Normativa y legislación nacional:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- 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.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción de autoconsumo.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad producción de energía electica en régimen especial.
- Normas UNE de obligado cumplimiento.
- Directivas europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.
- Código Técnico de la Edificación (CTE) aprobado por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, y actualizaciones.
- Ordenada general de higiene y salud en el trabajo (OHST).
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. BOE núm. 148, de 21 de junio de 2001.
- Normas Particulares y Condiciones Técnicas y de Seguridad de la Compañía de Distribución.
- 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.

#### Normas técnicas nacionales e internacionales:

- IEC 61724-1 (2016) Photovoltaic system performance Part 1: Monitoring.
- IEC 61724-2 (2016) Photovoltaic system performance Part 2: Capacity evaluation method.
- IEC 61724-3 (2016) Photovoltaic system performance Part 3: Energy evaluation method.
- IEC 62446-2 (2016) Grid connected photovoltaic (PV) systems Part 2: Maintenance of PV systems.
- IECRE 01 System Basic Rules.
- IECRE 02 System Rules of Procedure.
- IECRE 04 Rules of Procedure.
- ISO/IEC 17065: 2012 General Requirements for bodies operating certification systems.
- ISO/IEC 17025:2005 General Requirements for the Competence of Testing and Calibration Laboratories.
- ISO/IEC 17020:1998 General Criteria for the Operation of Various Types of Bodies Performing Inspections.

#### Normas y documentación técnica relativa a los sistemas de monitorización

- IEC Standard 61724: Photovoltaic system performance monitoring Guidelines for measurement, data exchange and analysis.
- European Commission 6th Framework Programme: Monitoring guidelines for photovoltaic systems.
- IEC 60904-2: Photovoltaic devices Part 2: Requirements for reference solar devices.
- IEC 60904-6: Photovoltaic devices Part 6: Requirements for reference solar module.
- IEC 61215: Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules Design qualification and type approval.
- IEC 61829: Crystalline silicon photovoltaic (PV) array On-site measurement of I-Vcharacteristics.



El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia Energética	19/12/2017
Hoja de Ruta Madrid 2030	Anexos

• WMO, No. 8: Guide to meteorological Instruments and Methods of Observation: (CIMO guide).



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

# 6. Anexo VI: Análisis económico de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo

Las energías renovables son imprescindibles para garantizar un futuro sostenible, pero también son el presente, pues, hoy día, son tecnologías económicamente rentables como se demuestra en el presente informe.

Las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo han desarrollado su curva de aprendizaje rápidamente en los últimos años, consiguiendo incrementar la eficiencia y disminuir los costes, y se espera que en los próximos años continúen en esta línea, ya que se están haciendo grandes progresos en la investigación de materiales.

Esto, junto con un precio de la energía de mercado en constante aumento, hace que la razón para que se implanten instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo no sólo sea medioambiental, sino también económica. Además, en el caso de organismos oficiales, como es el Ayuntamiento de Madrid, se añade una razón social, pues el ahorro económico conseguido por estas instalaciones se puede destinar a otros fines.

Todo ello, a pesar de la existencia de una regulación que no solo no ayuda al desarrollo del autoconsumo, sino que establece importantes trabas de carácter económico y, sobre todo, a pesar de la incertidumbre que genera no disponer de una normativa estable.

#### 6.1. Estudio económico de las instalaciones de autoconsumo

El estudio y diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo se debe realizar de forma individual para cada edificio municipal existente. Esto es debido a que cada inmueble tiene su propia curva de carga, pues su demanda y consumo energéticos varían en función de las características constructivas, las cargas y el horario de funcionamiento. A su vez, también se debe tener en cuenta el espacio de cubierta disponible, la orientación y las sombras existentes. Todo eso implica que existan muchas variables que influyen en el consumo del edificio, en la producción de la instalación de autoconsumo y en la integración de ambas.

Dicho esto, y debido a la falta de datos de curvas de cargas reales pertenecientes al parque inmobiliario del Ayuntamiento de Madrid, se ha tenido que realizar un estudio económico teórico utilizando los perfiles de consumo de 2017 de Red Eléctrica Española de las tarifas 3.0A y 3.1A.

Con el fin de poder comparar los resultados obtenidos para cada uno de los casos estudiados se ha utilizado la tasa interna de retorno (TIR), como indicador más adecuado para medir la viabilidad económica de una iniciativa en comparación con otras como el VAN (valor actualizado neto) de los mismos flujos de caja en el que la influencia del tamaño y la dificultad de establecer la tasa de descuento para una Institución Pública pueden desvirtuar/dificultar la toma de decisiones en la selección de las iniciativas.

Para realizar el estudio se han considerado distintos escenarios y datos de partida. Los cálculos de rentabilidad se han basado en:



El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia Energética	19/12/2017
Hoja de Ruta Madrid 2030	Anexos

- El ahorro económico obtenido por la no compra a red de la energía necesaria, debido a que ésta es proporcionada por la instalación de autoconsumo. El precio de la energía de red se ha obtenido a partir de los precios facturados por la comercializadora, aplicando el impuesto de la electricidad y el IVA. No se han considerado las ventajas que una gestión de la demanda activa generaría, tanto por la optimización del diseño de la instalación y el incremento de tamaño, como por la reducción de la potencia contratada, lo que supone un ahorro económico directo con la misma inversión.
- El precio de venta a pool se ha obtenido sobre la mediana del precio medio anual del mercado diario de los últimos 4 años, aplicando el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica que establece la Ley 15/2012, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Este impuesto representa el pago del 7%.
- La normativa vigente para las instalaciones de autoconsumo es el RD 900/2015, que impone el pago de dos tipos de peajes, el cargo fijo que se aplica a las instalaciones con acumulación de energía y el cargo transitorio que se aplica a la energía autoconsumida. Estos peajes son los popularmente conocidos como "impuesto al sol". Tanto para el peaje por el cargo fijo como por el cargo transitorio se han calculado la mediana sobre varios casos prácticos, ya que varían en función de los periodos tarifarios. (Ver Ilustración 6-1).
- La operación y mantenimiento de estas instalaciones se realizará de forma centralizada, pero se ha querido aplicar un coste por edificio para así tener en cuenta este gasto en el cálculo de económico.
- El precio del vatio instalado actualmente ronda los 2 €/Wp. Se ha considerado una horquilla de 2,5 €/Wp para tener en cuenta aquellos casos en los que sean necesarias estructuras complejas que aumenten el coste final, y otra de 1,8 €/Wp, para instalaciones grandes que tengan una cubierta con una inclinación óptima.
- Se ha considerado una subida del IPC anual del 3,5%.
- Todos los cálculos de la TIR se hacen sobre un tiempo de vida del proyecto de 25 años.

Tabla 6-1. Datos de partida utilizados en el estudio económico de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo.

Datos iniciales para cálculo económico de instalaciones de autoconsumo				
Precio energía red (€/kWh)	0,12706			
Venta excedente (€/kWh)	0,04017			
RD 900/2015 - Peaje cargo fijo (€/kW)	30,0			
RD 900/2015 - Peaje cargo transitorio (€/kWh)	0,01585			
Coste operación y mantenimiento en instalaciones sin acumulación (€/kW)	15,0			
Coste operación y mantenimiento en instalaciones con acumulación (€/kW)	20,0			
Subida anual IPC (%)	3,5			
Tiempo de vida del proyecto (años)	25			



19/12/2017

#### Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Pagia da agraça	Cargo fijo (€/kW y año)					
Peaje de acceso	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,144129					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8,144129					
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	8,144129					
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	14,545413					
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	14,545413					
2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	14,545413					
3.0 A (Pc > 15 kW)	31,925550	5,878730	14,207985			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	35,952537	6,717794	4,985851			
6.1 A (1 kV a 30 kV)	22,169359	7,844864	9,790954	11,926548	14,278122	4,882162
6.1 B (30 kV a 36 kV)	14,050921	3,782129	6,817708	8,953302	11,304876	3,525577
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,082012	1,409534	4,372144	6,352856	8,073738	2,442188
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,279523	2,525841	3,909548	5,479569	6,893947	1,911493
6.4 (mayor o igual a 145 kV)	2,815509	0,000000	1,718359	3,457606	4,990376	0,970612

	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
Peaje de acceso	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,043187					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,057144	0,006148				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,057938	0,006430	0,006112			
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,054883	6%	(8)			
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,068081	0,015450				
2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,068875	0,018220	0,011370			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,020568	0,013696	0,008951			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,015301	0,009998	0,012035			
6.1 A (1 kV a 30 kV)	0,011775	0,011336	0,007602	0,009164	0,009986	0,006720
6.1 B (30 kV a 36 kV)	0,011775	0,008312	0,007322	0,008260	0,009403	0,006349
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,012669	0,011554	0,007881	0,008377	0,008716	0,006245
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,015106	0,012816	0,008530	0,008510	0,008673	0,006278
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,011775	0,008531	0,007322	0,007788	0,008257	0,006104

Ilustración 6-1. Peajes establecidos por el RD 900/2015 para las instalaciones de autoconsumo.

#### 6.2. Casos estudiados

Se han realizado distintos estudios de sensibilidad de las instalaciones de autoconsumo para ver cómo evoluciona la rentabilidad frente a los diferentes escenarios, así como para determinar cómo afecta la legislación a la economía.

El primer estudio analiza la integración de la producción de la energía con la demanda, teniendo en cuenta tres usos de la energía autogenerada: consumo directo, venta de excedentes a red y almacenamiento de esos excedentes para su posterior consumo, para comparar la rentabilidad de cada uno de los escenarios.

El segundo estudio realizado evalúa la rentabilidad sobre distintas productividades y costes de las instalaciones fotovoltaicas, ya que estos parámetros afectan directamente al coste de la inversión y al periodo de amortización. El objetivo ha sido analizar desde qué valores de productividades y costes empiezan a ser rentables.

Por último, se realiza un estudio económico de los ahorros anuales conseguidos por la instalación evaluando los ingresos y gastos existentes, con especial interés en determinar qué porcentaje de esos ahorros se destina al pago de los peajes impuestos por la normativa vigente.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

#### 6.2.1. Sensibilidad del consumo/venta de la energía autogenerada

La energía generada en las instalaciones de autoconsumo no tiene por qué coincidir con la demanda, lo que implica o comprar energía a la red para satisfacer las necesidades o vender el exceso de la energía producida a precio de pool.

Para ver como varia la rentabilidad según el destino de la energía fotovoltaica generada se han realizado tres escenarios de consumo directo y venta, en los que se refleja:

- Escenario A: de la energía generada el 50% se autoconsume y el 50% se vende a la red.
- Escenario B: de la energía generada el 75% se autoconsume y el 25% se vende a la red.
- Escenario C: se autoconsume el 100% de la energía generada.

A continuación, se ha calculado la TIR de cada uno de ellos, para tres precios de fotovoltaica distintos:

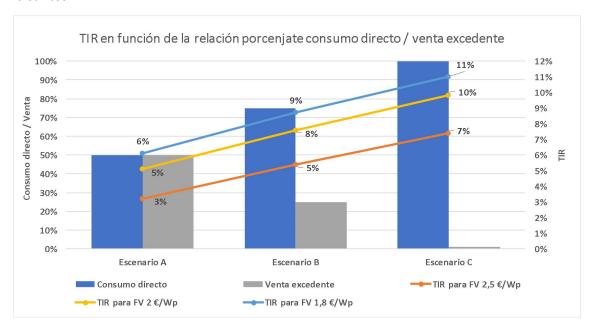


Ilustración 6-2. TIR en función del precio FV para distintos escenarios consumo-venta de la energía autogenerada.

En la Ilustración 6-2 se puede ver cómo la rentabilidad aumenta a medida que disminuye la venta a la red del exceso de energía producida por la instalación fotovoltaica. Por tanto, cuanta más energía autogenerada se consuma, mayor rentabilidad tiene la instalación.

Estos resultados plasman la necesidad del buen dimensionamiento de la instalación de autoconsumo en base a la demanda energética existente y su integración con la producción, así como el realizar una buena monitorización y gestión de los consumos y las cargas.

Para este estudio se ha considerado una productividad de 1.400 kWh/kWp.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Tabla 6-2. Evaluación económica de los escenarios consumo directo/venta excedente.

Distribución consumo directo/venta excedente de la energía fotovoltaica autogenerada							
Escenarios	Consumo (directo)	Excedente (venta)	Precio FV (€/Wp)	TIR (%)	PRS (años)		
			2,5	3%	19		
Escenario A	50%	50%	2,0	5%	16		
			1,8	6%	15		
		25%	2,5	5%	16		
Escenario B	75%		2,0	8%	13		
			1,8	9%	12		
			2,5	7%	13		
Escenario C	100%	100% 0%	2,0	10%	11		
			1,8	11%	10		

### 6.2.2. Sensibilidad del consumo/almacenamiento de la energía autogenerada

Otra forma de gestionar los excedentes de energía es almacenándolos en sistemas de acumulación, en vez de venderlos a la red. Con ello se incrementa el consumo de la energía generada en la instalación de autoconsumo, pero implica también más gastos, la inversión en baterías y el peaje asociado a las mismas (cargo fijo) establecido por el RD 900/2015. Además, el coste de la operación y mantenimiento se incrementa al incorporar una nueva instalación (baterías).

La dificultad de diseñar una instalación de autoconsumo con almacenamiento pasa por dimensionar de forma correcta la capacidad necesaria de baterías, para lo que es necesario conocer bien la integración de la curva de demanda con la de producción. Una sobrecapacidad aumentará en buena medida la inversión, pero sin un aumento de la energía almacenada.

El coste de la capacidad de la energía almacenada varía en función del tipo de batería. Actualmente se está investigando en distintos materiales y tecnologías, por lo que se espera un aumento de las características técnicas, cómo la capacidad y los ciclos de carga, así como una disminución de precios. Para este estudio se ha utilizado un rango de precio por capacidad de energía almacenada en las baterías de 500 − 1.000 €/kWh, aunque el objetivo a 5 años es que este precio ronde los 200€/kWh.

Se ha elegido el *Escenario B (75% consumo / 25% venta)* para analizar qué pasaría si ese 25% de excedente se almacenara para su posterior consumo. Para el estudio de este escenario se ha fijado el precio del vatio pico y una productividad de 1.400 kWh/kWp. Para el resto de los datos iniciales véase la **Tabla 6-1.** 



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

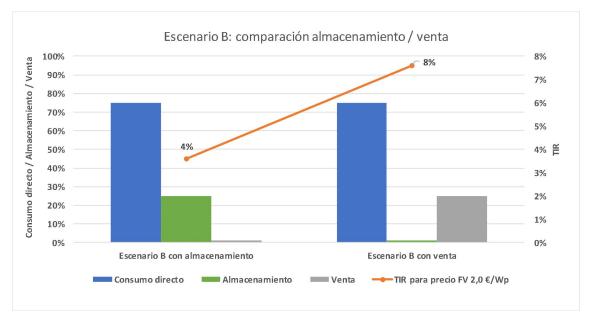


Ilustración 6-3. Comparativa de la rentabilidad del almacenamiento frente a la venta de la energía autogenerada.

En la Ilustración 6-3 se puede ver cómo, debido al aumento del coste de la inversión por las baterías y al pago de un nuevo peaje, la rentabilidad de las instalaciones con acumulación cae hasta el 4%. Esto es debido a que, hoy en día, el precio del kWh almacenado es superior al comprado a la red. Sin embargo, se trata de un sector en el que se están consiguiendo grandes avances, por lo que los precios disminuirán en los próximos años y el periodo de vida, o durabilidad, aumentará, consiguiendo así unas mayores cifras de TIR.

A su vez, y con el fin de visualizar mejor la diferencia de rentabilidad entre el almacenamiento y la venta de energía, se ha realizado una gráfica del retorno de la inversión para este mismo *Escenario B*. En este caso se ha supuesto un edificio con un consumo anual de 50.000 kWh, y se ha utilizado el mismo precio para la fotovoltaica que en la Ilustración 6-3, (2,0 €/Wp) y la misma productividad (1.400 kWh/kWp). En los dos casos de este *Escenario B* la potencia pico instalada es la misma (14,30 kWp), pero para el caso de almacenamiento se añade a esta inversión el coste de las baterías (capacidad estudiada 18,3 kWh). Así pues, la inversión inicial para este *Escenario B* con venta es de 28.600 €, y con almacenamiento de 42.325 €. El ahorro obtenido por ambas instalaciones aumenta cada año, pues se considera una subida del IPC del 3,5%.

En la siguiente llustración se puede ver que la diferencia de retorno entre ambos proyectos es de 5 años. Así, en este caso la instalación de autoconsumo con venta (es decir sin almacenamiento) se amortiza a los 13 años aproximadamente, mientras que para la que incorpora almacenamiento el periodo sube hasta los 18 años.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

**Anexos** 

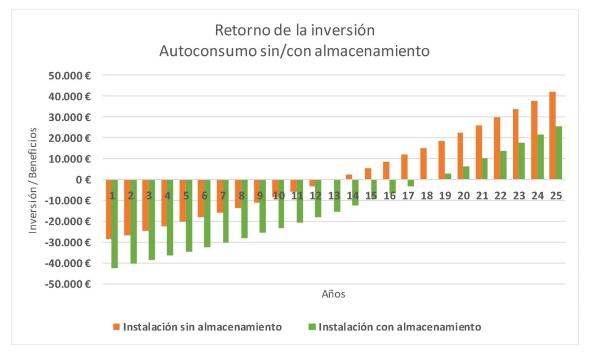


Ilustración 6-4. Retorno de la inversión en instalaciones de autoconsumo sin y con almacenamiento.

# 6.2.2.1. Sensibilidad del consumo/venta y consumo/almacenamiento de la energía autogenerada si no existieran los peajes establecidos por el RD 900/2015

España es el único país del mundo en el que existe un impuesto por la energía autoconsumida y otro por la potencia de generación en una instalación de autoconsumo. Estos peajes que establece la legislación nacional van en contra de las Directivas Europeas encaminadas a facilitar este tipo de instalaciones. Es, por tanto, cuestión de tiempo que estos impuestos desaparezcan y por ello se ha querido realizar de nuevo el estudio sin tener en cuenta el pago de los peajes por el cargo transitorio y por el cargo fijo.

En el caso de las instalaciones de autoconsumo sin acumulación, se aplica el peaje por el cargo transitorio que afecta a la energía generada por la instalación que se autoconsume de forma directa. Debido a ello, este peaje afecta más al escenario en el que se autoconsume el 100% de la energía generada por la instalación de autoconsumo que a los otros en los que se autoconsume el 75% o el 50% de esa energía.

A continuación, se puede ver la tabla con los resultados obtenidos. La TIR mejora levemente, pues el pago de este peaje representa entre el 9% y el 12% de los ahorros, cómo se verá en el apartado de desglose de los ahorros anuales.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Tabla 6-3. Evaluación económica de los escenarios consumo directo/venta excedente, sin peaje por cargo transitorio.

Distribución consumo directo/venta del excedente de la energía fotovoltaica autogenerada.  Caso sin el peaje establecido por el RD 600/2015						
Escenarios	Consumo (directo)	Excedente (venta)	Precio FV (€/Wp)	TIR (%)	PRS (años)	
			2,5	3%	19	
Escenario A 50%	50%	2,0	5%	16		
	Sin peaje		1,8	6%	15	
		25%	2,5	6%	15	
Escenario B sin peaje	75%		2,0	8%	13	
om peaje			1,8	9%	12	
		0%	2,5	8%	13	
Escenario C sin peaje	100%		2,0	10%	11	
om peaje			1,8	11%	10	

En las instalaciones de autoconsumo con acumulación, además del peaje por el cargo transitorio existe el peaje por el cargo fijo, que se aplica a la potencia de generación, por lo que los peajes representan aproximadamente el 35% de los ingresos. Por tanto, al eliminarlos la TIR mejora de forma sustancial, como se puede ver en la siguiente Tabla.

Tabla 6- 4. Comparativa de consumo directo/almacenamiento, con y sin peajes por cargo transitorio y fijo.

Distribución consumo directo/almacenamiento de la energía fotovoltaica autogenerada. Comparativa frente al caso sin peaje establecido por el RD 600/2015								
	Consumo (directo) Almacenamiento Precio FV (€/Wp) TIR (%) PRS (años)							
Escenario B sin peajes	75%	25%	2,0	6%	15			
Escenario B con peajes	75%	25%	2,0	4%	18			

#### 6.2.3. Sensibilidad de la productividad/coste de la energía autogenerada

A medida que la tecnología fotovoltaica evoluciona, los costes disminuyen y la eficiencia de los módulos aumenta, repercutiendo directamente en una mayor rentabilidad de estos proyectos. Así, instalaciones que antes no eran rentables comienzan a serlo, y aquellas que ya lo eran consiguen una amortización más rápida de la inversión. Por ello se ha realizado un estudio con el fin de ver cómo evoluciona la TIR en función de la productividad y el precio del vatio de fotovoltaica instalado.

Para los cálculos se han elegido tres productividades, una baja (1.000 kWh/kWp) característica de instalaciones en fachadas o sobre cubierta con mala orientación, otra media (1.400 kWh/kWp) la más común, que se puede encontrar en edificios con buena orientación, pero con alguna sombra cercana, y una tercera alta (1.600 kWh/kWp), en edificios con características idóneas. Se han estudiado varios casos prácticos en los que se han conseguido, con la tecnología existente hoy, productividades de más de 1.600 kWh/kWp, por lo que las productividades elegidas son válidas actualmente, sin olvidar que se esperan que aumenten en



El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia Energética	19/12/2017
Hoja de Ruta Madrid 2030	Anexos

años próximos pudiendo llegar hasta valores de 2.000 kWh/kWp, ya que se estiman eficiencias en los módulos del 25%.

El estudio se ha realizado sobre cada uno de los tres escenarios de consumo directo / venta de excedentes estudiados y para los cálculos se han utilizado los datos recogidos en la Tabla 6-5. A continuación, se muestran los resultados, así como la gráfica correspondiente con el fin de presentar los datos de una forma más visual.

Tabla 6- 5. Sensibilidad de la productividad/coste para los distintos escenarios consumo directo/venta de excedente.

Sensibilidad de la productividad / coste de una instalación de autoconsumo						
Escenarios	Precio FV (€/Wp)	Productividad	TIR (%)	PRS (años)		
		Baja <i>(1.000 kWh/kWp)</i>	0%	25		
	2,5	Media (1.400 kWh/kWp)	3%	19		
		Alta (1.600 kWh/kWp)	5%	17		
Escenario A		Baja (1.000 kWh/kWp)	2%	21		
(50% consumo	2,0	Media (1.400 kWh/kWp)	5%	16		
50% venta)		Alta (1.600 kWh/kWp)	7%	14		
		Baja (1.000 kWh/kWp)	3%	20		
	1,8	Media (1.400 kWh/kWp)	6%	15		
		Alta (1.600 kWh/kWp)	8%	13		
		Baja (1.000 kWh/kWp)	2%	20		
	2,5	Media (1.400 kWh/kWp)	5%	16		
		Alta (1.600 kWh/kWp)	7%	14		
Escenario B	2,0	Baja (1.000 kWh/kWp)	4%	17		
(75% consumo		Media (1.400 kWh/kWp)	8%	13		
/ 25% venta)		Alta (1.600 kWh/kWp)	9%	12		
		Baja (1.000 kWh/kWp)	5%	16		
	1,8	Media (1.400 kWh/kWp)	9%	12		
		Alta (1.600 kWh/kWp)	10%	11		
		Baja (1.000 kWh/kWp)	4%	18		
	2,5	Media (1.400 kWh/kWp)	7%	13		
		Alta (1.600 kWh/kWp)	9%	12		
Escenario C		Baja (1.000 kWh/kWp)	6%	15		
(100% consumo /	2,0	Media (1.400 kWh/kWp)	10%	11		
/ 0% venta)		Alta (1.600 kWh/kWp)	12%	10		
		Baja (1.000 kWh/kWp)	7%	14		
	1,8	Media (1.400 kWh/kWp)	11%	10		
		Alta (1.600 kWh/kWp)	13%	9		



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

Como se puede ver, la rentabilidad varía en función de los tres parámetros estudiados: distribución de la energía autogenerada, precio del vatio instalado y productividad de la instalación. Se obtienen unas TIR que varían entre el 0% y el 13%.

Las TIR más bajas se encuentran en el Escenario A (50% consumo directo / 50% venta), algo esperado debido a los resultados del estudio anterior dónde se evidenciaba la necesidad del buen dimensionamiento de la instalación para evitar esta situación. Una instalación de autoconsumo se debe diseñar de tal forma que la energía generada se consuma de forma directa, evitando grandes cantidades de excedentes, por tanto, con un estudio previo es muy fácil evitar este escenario. Aun así, este escenario obtiene una TIR mínima del 0% en el caso más desfavorable (productividad baja con el coste de instalación más alto) y una máxima del 8% en el caso más favorable (alta productividad y bajo coste).

El escenario más común que se puede encontrar actualmente, productividad media y precio FV de 2,0 €/Wp, obtiene una TIR del 10%, con un periodo de retorno simple aproximado de 11 años para el caso en el que el 100% de la energía autogenerada se consumiera, mientras que disminuye levemente cuando el 25% de esa energía se vende a la red.

Para el mismo escenario, se obtiene la misma TIR con una productividad media y un precio de FV de 2,5 €/Wp que con una productividad baja si el precio de fotovoltaica se reduce a 1,8 €/Wp, si bien para la misma productividad, pero con diferente precio, sí varía la distribución de consumo/venta.

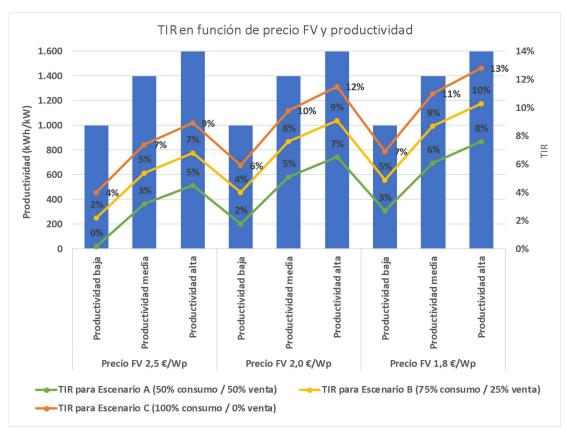


Ilustración 6-5. Evolución de la TIR en función de la productividad y coste de la instalación fotovoltaica.



# El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia Energética Hoja de Ruta Madrid 2030 Anexos

En los cálculos se ha incluido el peaje por el cargo transitorio que se aplica a la energía autoconsumida, pero, a pesar de la legislación tan desfavorable de nuestro país, se puede afirmar que las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo tienen una buena rentabilidad.

# 6.3. Distribución del ahorro económico anual, ¿cómo afecta a la rentabilidad el impuesto establecido en el RD 900/2015?

#### 6.3.1.Instalación de autoconsumo sin almacenamiento

Como ya se ha dicho en este anexo, la normativa sobre autoconsumo actualmente vigente en nuestro país establece el pago de unos peajes (para más información, ver *Anexo I: Normativa*). Este cargo se ha tenido en cuenta en todos los cálculos anteriores, pero se ha querido realizar un desglose de los ahorros anuales para ver cómo afecta a la rentabilidad de estas instalaciones.

Así, a la hora de ver el ahorro anual obtenido gracias a la instalación de autoconsumo, hay dos ingresos, uno debido al ahorro económico al no comprar energía a la red, ya que esa demanda la ha cubierto la instalación de autoconsumo y, otro por la venta de los excedentes a la red. A su vez, hay dos gastos, uno es el pago del peaje por la energía autoconsumida ("impuesto al sol") y otro debido al coste de la operación y mantenimiento de la instalación.

Para esta evaluación se ha considerado que el total de los ingresos constituyen el 100% de los ahorros potenciales a los que se descuentan los gastos para obtener así el ahorro anual final.

En la siguiente tabla se recoge la distribución de los ingresos/gastos para cada uno de los tres escenarios (A, B, C) de consumo directo/venta de la energía de autoconsumo generada por la instalación.

Tabla 6- 6. Desglose del ahorro económico anual de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo.

Ahorro económico anual debido a instalaciones de autoconsumo											
Escenarios	% Ingresos (ahorro por no compra + ingresos por venta) = 100% de ahorro potencial			% Gastos (pago peajes + coste operación y mantenimiento)			% Ahorro anual obtenido sobre el ahorro potencial				
Escenario A (50% consumo / 50% venta)	100%	% Ahorro energía si compra a red	76%	22%	% Peaje cargo transitorio	9%	78%				
		% Ingresos venta excedente	24%		% Coste O&M	13%					
Escenario B (75% consumo / 25% venta)	100%	% Ahorro energía si compra a red	90%	21%	% Peaje cargo transitorio	11%	79%				
		% Ingresos venta excedente	10%		% Coste O&M	10%					
Escenario C (100% consumo / 0% venta)	100%	% Ahorro energía si compra a red	100%	21%	% Peaje cargo transitorio	12%	79%				
		% Ingresos venta excedente	0%		% Coste O&M	8%					



# El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia Energética Hoja de Ruta Madrid 2030 A

19/12/2017

Anexos

Como ya se ha dicho, los ingresos totales constituyen el 100%, pero cómo se compone ese 100% varía en función de los escenarios consumo/venta. Así, el porcentaje de ahorro debido a la no compra de energía a la red disminuye un 10% cuando el consumo directo de la energía fotovoltaica generada baja del 100% al 75%, pero cae un 14% en la siguiente franja, del 75% al 50%. Inversamente ocurre con la otra componente de ingresos, la venta del excedente de energía.

En cuanto a los gastos, constituyen algo más del 20% en los tres escenarios, pero la distribución cambia en función de la cantidad de energía autoconsumida: así, a mayor consumo de energía procedente de la instalación de autoconsumo, mayor es el peaje, que representa entre el 13% y el 9% de los ahorros potenciales. Por tanto, en caso de que se eliminara este impuesto, el ahorro anual total podría aumentar hasta el 90% de los ahorros potenciales, ya que solamente se tendría el gasto de la operación y mantenimiento.

#### 6.3.2.Instalación de autoconsumo con almacenamiento

En el caso de las instalaciones con almacenamiento, se debe pagar un nuevo peaje, el cargo fijo, y, además, la operación y el mantenimiento se encarecen, por tanto, la distribución de los ahorros cambia. Se ha realizado un nuevo cálculo, incorporando estos dos elementos y comparándolo con el caso de solo venta.

Tabla 6-7. Desglose del ahorro económico anual de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo con almacenamiento.

Ahorro económico anual en instalaciones de autoconsumo sin y con almacenamiento										
Escenarios	_	sos (ahorro por no esos por venta) = 10 ahorro potencial	% Gastos (pago peajes + coste operación y mantenimiento)			% Ahorro anual obtenido sobre el ahorro potencial				
Escenario B sin baterías (75% consumo	100%	% Ahorro energía si compra a red	90%	21%	% Peaje cargo transitorio	11%	79%			
/ 25% venta)		% Ingresos venta excedente	10%		% Coste O&M	10%				
Escenario B con baterías		% Ahorro energía si	100%		% Peaje cargo transitorio	12%				
(75% consumo / 25%	100%	compra a red		50%	% Peaje cargo fijo	22%	50%			
almacenamiento)		% Ingresos venta excedente	0%		% Coste O&M	15%				

En esta tabla se puede ver como el ahorro anual final de una instalación con almacenamiento se reduce hasta el 50% de los ahorros potenciales. Esto es debido al pago de los peajes establecidos por la legislación española, que representan el 34% de los ahorros económicos que obtienen las instalaciones de autoconsumo. La disminución a la mitad de los ahorros potenciales repercute, como ya se ha visto, en una menor rentabilidad y en un aumento en el retorno de la inversión.



19/12/2017

Hoja de Ruta Madrid 2030

Anexos

En el caso de las instalaciones con almacenamiento, el peaje que tienen asociado se lleva el 34% del ahorro potencial que constituyen los ingresos por la no compra de energía y los ingresos por la venta de los excedentes.

#### 6.4. Conclusiones del estudio económico

Como se demuestra a lo largo de este anexo, las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo son hoy en día proyectos rentables.

La rentabilidad de estas instalaciones varía, como es de esperar, en función del coste de la instalación y de la productividad de la misma, ya que repercuten en la inversión inicial y en los ahorros, respectivamente.

Pero, además, existen otras variables como el destino que tenga esa energía autogenerada, de manera que cuanta más energía se consuma por el edificio de forma directa mayor será esa rentabilidad. Por tanto, se debe dimensionar la instalación fotovoltaica pensando en tener los menores excedentes posibles.

A su vez, estos excedentes se pueden vender a la red, pero también se pueden usar para el consumo de otros edificios municipales si por legislación se pudiera realizar un balance neto virtual del todo parque inmobiliario municipal. Esto haría aumentar de forma considerable la rentabilidad de los proyectos y facilitaría conseguir la autosuficiencia en aquellos edificios dónde, por espacio, orientación o sombreamientos, no sea posible la implantación de una instalación de autoconsumo que cubra el 100% de su consumo energético.

Otra buena medida para el tratamiento de los excedentes puntuales es que, en lugar de venderlos a la red, destinarlos al suministro de puntos de recarga para vehículos eléctricos. Este tipo de vehículos se encuentran en las primeras fases de entrada al mercado mayoritario, pero se prevé su rápida implantación gracias al aumento de su autonomía y la disminución de precios, así como a la prohibición paulatina de los vehículos convencionales en las grandes ciudades, debido a los altos problemas de contaminación. Con esto se produce una excelente simbiosis, pues se consigue que los vehículos eléctricos se nutran de energía renovable y que aumenten los ingresos en relación con los que se obtienen si el excedente se vendiera a la red a precio de pool.

En cuanto al almacenamiento de la energía sobrante en sistemas de baterías, está muy penalizado por el RD 900/2015, añadiéndose, además, unos costes algo elevados hoy, por lo que se desaconseja esta opción aún a pesar de conseguir una rentabilidad del 4% aproximadamente, la mitad si se compara con el mismo caso sin almacenamiento.

Como se ha visto, la normativa existente afecta en diferente medida en función de la cantidad de energía autoconsumida y de si se tiene o no sistemas de acumulación. Pero cabe resaltar que el RD 900/2015 no solo impone trabas económicas, que gracias a las disminuciones de costes y aumento de la productividad que ha experimentado la fotovoltaica durante los últimos años, no afectan en gran medida a la rentabilidad, sino también trabas administrativas y burocráticas. Todo esto, unido a la inseguridad jurídica, lleva al desánimo de la población en cuanto a la instalación de sistemas de autoconsumo.



# El Ayuntamiento de Madrid y la Autosuficiencia Energética Hoja de Ruta Madrid 2030 Anexos

Es por ello de gran importancia que organismos oficiales rompan esa barrera, realizando sus propias instalaciones de autoconsumo y acercándolas a la ciudadanía, a la vez que realizan una labor de divulgación de una nueva cultura energética.

De esta forma, el Ayuntamiento de Madrid, al implantar esta Hoja de Ruta de autosuficiencia energética, no sólo está respondiendo a su responsabilidad política, sino también a su responsabilidad ambiental y social, subiéndose al tren de la transición energética.