



TÍTULO

AMORTIZACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN RÉGIMEN DE AUTOCONSUMO

AUTOR

Felipe García Suso

	Esta edición electrónica ha sido realizada en 2015
Tutor	Juan de la Casa Higuera
Curso	<i>Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar y Fotovoltaica (2013/14)</i>
Calificación	Sobresaliente Cum Laude (10.00)
ISBN	978-84-7993-841-3
©	Felipe García Suso
©	De esta edición: Universidad Internacional de Andalucía
Fecha documento	2015



Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas

Usted es libre de:

- Copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra.

Bajo las condiciones siguientes:

- **Reconocimiento.** Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciadador (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyo o apoyan el uso que hace de su obra).
- **No comercial.** No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
- **Sin obras derivadas.** No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.

- *Al reutilizar o distribuir la obra, tiene que dejar bien claro los términos de la licencia de esta obra.*
- *Alguna de estas condiciones puede no aplicarse si se obtiene el permiso del titular de los derechos de autor.*
- *Nada en esta licencia menoscaba o restringe los derechos morales del autor.*

Universidad Internacional de Andalucía



TRABAJO FIN DE MASTER

**AMORTIZACIÓN DE INSTALACIONES
FOTOVOLTAICAS EN RÉGIMEN DE
AUTOCONSUMO.**

AUTOR

Felipe García Suso.

Tutor: Juan de la Casa Higuera.

**Título del Máster: Master Oficial en Tecnología de los Sistemas de
Energía Solar Fotovoltaica. Curso 2013 – 2014.**

Título del proyecto: **Amortización de Instalaciones Fotovoltaicas en Régimen de Autoconsumo.**

Autor: **Felipe García Suso.**

Tutor: **Juan de la Casa Higuera.**

RESUMEN.

El Trabajo Fin de Master desarrolla una herramienta de simulación que permite evaluar el plazo de amortización de las instalaciones fotovoltaicas operando en la modalidad de autoconsumo, bajo cuatro perfiles de consumo predominantes en el entorno urbano, el perfil residencial, el perfil del comercio minorista, oficinas y pymes, el perfil de restauración y el hotelero.

El estudio se orienta hacia pequeñas y medianas instalaciones principalmente sobre cubiertas y tejados.

Para simular las condiciones de radiación solar de las ubicaciones, se desarrolla un modelo de radiación solar horario con un comportamiento diario variable para cada mes, a partir del modelo de radiación horario basado en el día medio de cada mes.

Dado el actual estado de indefinición del régimen económico que será de aplicación al autoconsumo, en el cálculo de los posibles escenarios se contemplan opciones de peajes de respaldo, neteos horarios, diarios, semanales, mensuales y anuales, para todas las tarifas de baja tensión que están actualmente en vigor. También se contempla la posible comercialización de los excedentes de energía de la generación.

El resultado de las simulaciones permite evaluar el comportamiento del parámetro económico DPBT (Discount Pay Back Time) o Plazo de Recuperación con Descuento frente al yield y frente al coste de instalación.

El Tutor.
Juan de la Casa Higuera.

INDICE

1.- INTRODUCCION.	3
2.- JUSTIFICACION.	8
3.- OBJETIVOS.	10
4.- METODOLOGIA, PLAN DE TRABAJO.	11
5.- DESARROLLO.	12
5.1.- EL RECURSO SOLAR.	12
5.1.1.- Introducción	12
5.1.2.- Bases de datos	12
5.1.3.- Modelo de radiación solar a partir de valores del día medio de cada mes.	13
5.1.4.- Modelo 2. Radiación solar con comportamiento diario mensual variable.	18
5.2.- APROVECHAMIENTO DEL RECURSO SOLAR.	24
5.2.1.- Introducción	24
5.2.2.- Tecnologías de conversión. Sistema fotovoltaico.	24
5.2.3.- Evaluación del modelo de radiación basado en el día medio de cada mes.	25
5.2.4.- Evaluación del modelo de radiación horaria basado en el modelo 2.	50
5.3.- CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA.	53
5.3.1.- Introducción	53
5.3.2.- Perfiles de consumo eléctrico	53
5.3.3.- Consumo de energía horario	58
5.3.4.- Normalización de coeficientes de consumo horario.	62
5.4.- BALANCE DE PRODUCCION.	64
5.4.1.- Introducción	64
5.4.2.- Curvas de generación y consumo	65
5.4.3.- Balance de producción.	67

5.5.- BALANCE ECONOMICO.	70
5.5.1.- Introducción	70
5.5.2.- Regimen económico. Normativa y legislación.	70
5.5.3.- Precio del término de energía y de venta a red.	71
5.5.4.- Coste de la instalación.	74
5.5.5.- Amortización de instalaciones.	79
5.6.- SIMULACION.	82
5.6.1.- Introducción	82
5.6.2.- Simulaciones.	82
6.- CONCLUSIONES.	94
7.- BIBLIOGRAFIA.	96

1.- INTRODUCCION.

El sol es la principal fuente de energía para todos los procesos naturales que se desarrollan en la tierra, con una contribución de más del 99,9 por ciento.

Si comparásemos la energía procedente de la radiación solar con nuestra actual capacidad de generación, podríamos concluir que la energía recibida cada día sobre la Tierra, equivale a la total generada y consumida procedente de las fuentes convencionales, petróleo, gas, carbón, plantas nucleares e hidráulicas durante diez años. Y la recibida en tan sólo diez días, igualaría a todo el potencial energético existente en las reservas mundiales conocidas de combustibles fósiles.



Figura 1. El sol visto por la sonda Probe Plus. Fuente: NASA

La energía producida por el sol que nos llega en forma de radiación electromagnética, es producto de las reacciones de termofusión que se originan en su interior. Haciendo una sencilla comparación, el sol se comporta como un reactor nuclear de fusión con el hidrógeno como combustible, donde cuatro átomos de hidrógeno dan lugar a dos átomos de helio, transformando la masa atómica sobrante en energía de acuerdo con la fórmula de Albert Einstein $E = mc^2$.

El sol emite radiación en toda la gama del espectro electromagnético, pero a efectos de aprovechamiento de energía sólo es importante la llamada radiación térmica, que se divide en tres bandas según el rango al que pertenecen sus longitudes de onda: la banda ultravioleta con el 7% de la energía; la visible con el 47% de la energía; y la infrarroja con el 46% de la energía. En la gráfica siguiente se pueden observar los diferentes rangos de los espectros solares.

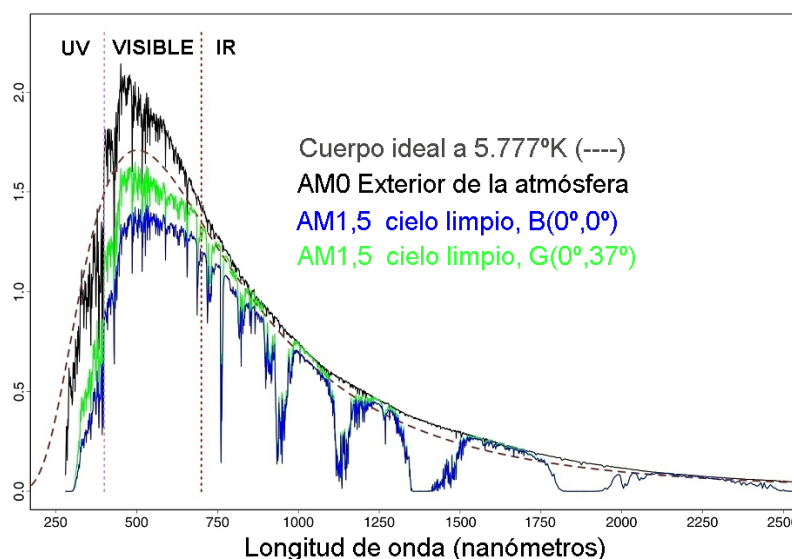


Figura 2: Nivel energético espectral ($W/m^2 \cdot nm$). Fuente: www.censolar.es

El hombre desde sus orígenes ha tratado de aprovechar y de beneficiarse de esta inagotable fuente de energía, que es el sustento de la vida en nuestro planeta. Pero, debido principalmente a su poca capacidad de ser almacenada y gestionada, nunca se ha constituido como una fuente primaria.

El uso de energía de forma masiva por el hombre está ligado a la historia reciente. Con la llegada de la Revolución Industrial, empiezan a consumirse grandes cantidades de energía procedente de las denominadas fuentes de energía primarias como la leña, el carbón, el petróleo, el gas y la fisión nuclear. Pero no es hasta comienzos del presente milenio cuando el hombre empieza a tener conciencia del enorme impacto medioambiental que ha supuesto y sigue suponiendo el empleo de estas fuentes de energía altamente contaminantes.

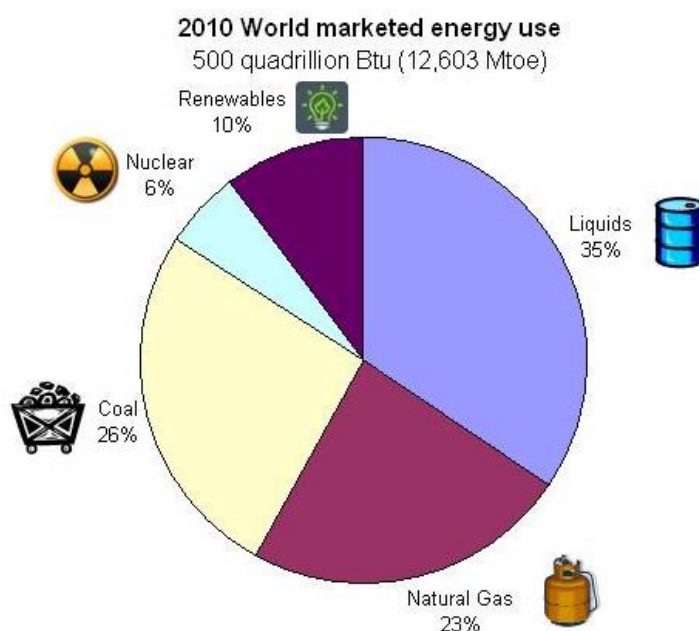


Figura: 3. Energías primarias en 2010.
Fuente: U.S. Energy Information Administration.

Redirigir el consumo mundial hacia energías de origen renovable no parece tarea sencilla, dada la actual posición dominante en las estructuras económicas y políticas que poseen las compañías que explotan las energías tradicionales.

La apuesta por el cambio que se está llevando a cabo principalmente desde el sector de las energías renovables, y otros sectores comprometidos con el medioambiente, será estéril si no existe una concienciación y un compromiso por parte de nuestros dirigentes orientado hacia el desarrollo de estrategias y políticas que apoyen el crecimiento sostenido de las tecnologías renovables.

Recientemente ha sido firmado un acuerdo para reducción de gases de efecto invernadero entre el presidente de EE.UU., Barack Obama, y su homólogo chino, Xi Jinping, con el objetivo de emitir EE.UU. en 2025 entre un 26 y un 28 por ciento menos de lo que hacía en 2005 y limitar China sus emisiones contaminantes en 2030, generando para esa fecha el 20 por ciento de su energía con fuentes de origen renovables.

En esta línea también se han pronunciado líderes europeos con un objetivo de base común, acercarse al cumplimiento del Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

En España, siguiendo directrices europeas, la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a través del IDAE, elaboró el PER 2011-2020, que establece un objetivo global de participación de las energías renovables del 20,8 % sobre el consumo final bruto de energía en 2020.

España es un país privilegiado en lo que se refiere a recursos renovables. Posee un enorme potencial de energía hidráulica, maremotriz, eólica y solar, que no debería ser desaprovechada, más aún tratándose de un país que carece de fuentes de energía primarias y que necesita importarlas provocando un enorme déficit energético.

Sólo en 2012, el déficit energético ascendió a más del 4% del PIB nacional, aproximadamente unos 45.500 millones de euros. España destinó una cifra record para pagar su factura energética, 62.000 millones de euros en importaciones, de la cuales el 78% correspondieron a petróleo y derivados, el 18% a gas y un 4% a carbón y electricidad. En total un 11% más que en 2011, que también fue cifra record.

Lo normal y previsible es que esta cifra de déficit siga creciendo, pues es un hecho contrastado que el consumo de energía en los países industrializados está en constante crecimiento. Tendencia que no sólo afecta al entorno industrial, ya que sectores como el pequeño comercio, las pymes, el sector de restauración e incluso el residencial están experimentando un proceso de tecnificación que hace aumentar año tras año la demanda energética y en particular la eléctrica, a pesar de las campañas y esfuerzos en pro de la eficiencia y el ahorro energético.

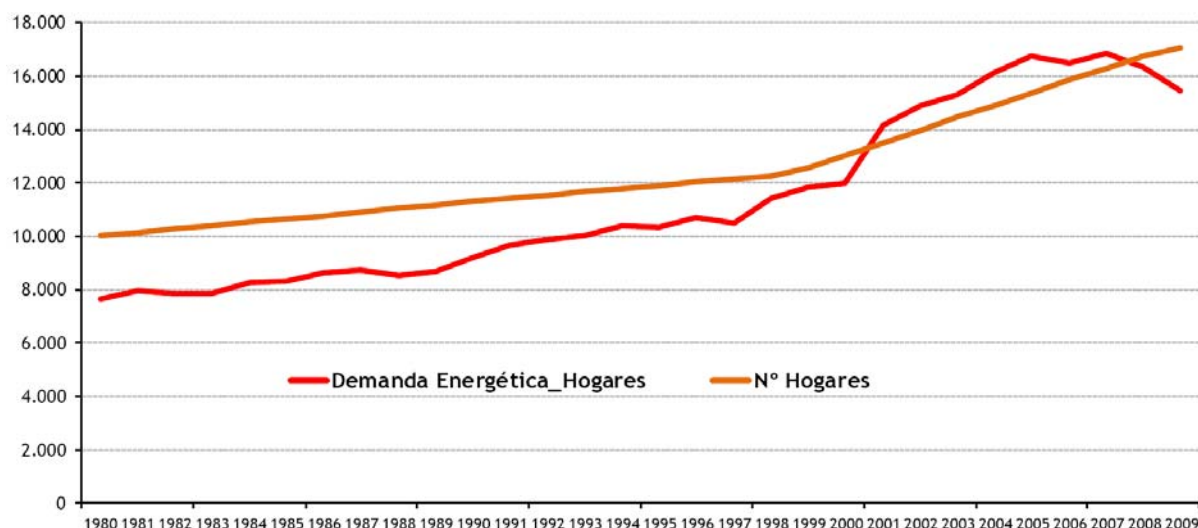


Figura 4. Consumo Energético (ktep) del Sector Residencial en España. Fuente IDAE

Con la entrada en vigor del Real Decreto Ley 1/2012, de 27 de enero de 2012, se paralizaban todos los procedimientos de preasignación de retribución y los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables. Se iniciaba en España una moratoria renovable difícil de entender, en un país con un creciente consumo anual de energía, que carece de fuentes de energía primarias, que tiene

un elevadísimo déficit energético y una dependencia de las más altas de Europa (el 73,3% según Eurostat), y que sin embargo, presenta como alternativa un enorme potencial de energías renovables.

Mientras la actual moratoria se perpetúe y el consumo siga creciendo, será inevitable el desvío del abastecimiento de las nuevas necesidades energéticas hacia fuentes de energía no renovables. Es probable que uno de los grandes beneficiados de esta situación sea el ciclo combinado, que no requieren de nuevas inversiones por tener exceso de capacidad instalada pero que necesita abastecerse de gas de importación con el consiguiente incremento de nuestro déficit energético.

En las siguientes figuras, mix eléctrico español y capacidad productiva instalada en 2013, puede comprobarse como el ciclo combinado se posiciona como la principal fuente con capacidad de crecimiento a corto plazo, favorecida por la moratoria renovable.

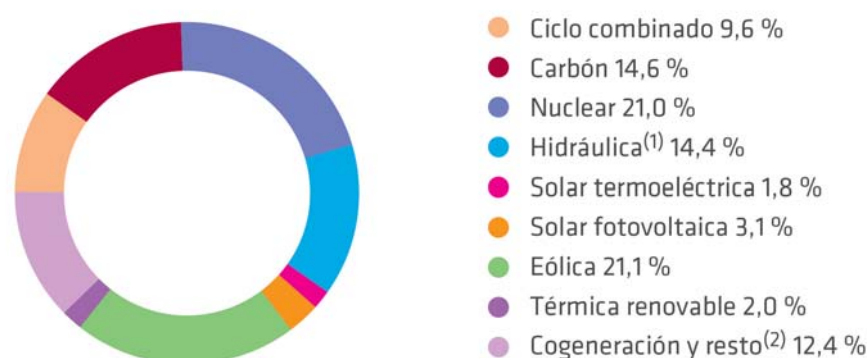


Figura 5. Mix eléctrico español en 2013. Fuente: Red Eléctrica Nacional.

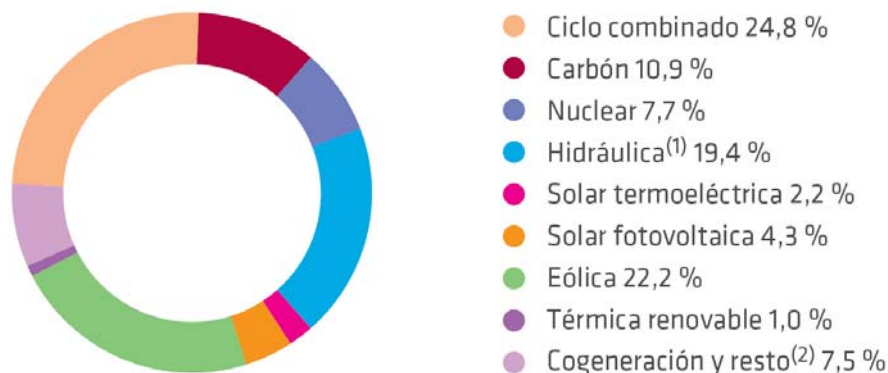


Figura 6. Potencia instalada a 31 de diciembre del 2013. Fuente: Red Eléctrica Nacional.

España es un país capaz de autoabastecerse a medio-largo plazo sólo con fuentes de energía renovables si se dan los pasos adecuados para lograr este objetivo. Uno de estos pasos, pequeño pero importante, sería una adecuada regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo, o consumo de energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo. Esta regulación no necesita sustentarse en primas, subvenciones o incentivos, solo debe establecer una compensación razonable de saldos de energía entre la generación y el consumo de la red de forma que permitan amortizar las instalaciones en unos plazos razonables.

El desarrollo del autoconsumo puede convertirse en un motor de la economía. El autoconsumo es en sí mismo un yacimiento de empleo, por los muchos recursos humanos que se necesitan para llevar a cabo las instalaciones. Producirá una reactivación de la economía sin endeudamiento, al tratarse en su mayoría de pequeños proyectos autofinanciados.

La generación distribuida permitirá además un crecimiento del consumo sin necesidad de redimensionar las redes de abastecimiento y sin incrementar aún más nuestra enorme dependencia energética del exterior

El potencial de crecimiento de este tipo de pequeñas instalaciones de autoconsumo es enorme si observamos la distribución sectorial del consumo. Se comprueba que más del 50% estaría repartido entre la pequeña y mediana empresa, el turismo, el sector comercial y el residencial.

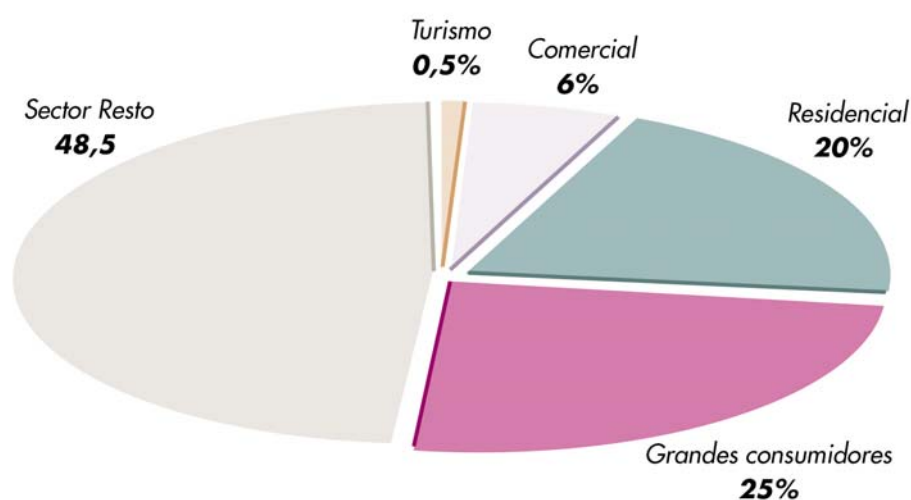


Figura 7. Distribución sectorial del consumo en España. Fuente: REE. Proyecto INDAL.

Nuestras ciudades están cubiertas de miles de metros cuadrados de tejados, de casas unifamiliares, de naves industriales, de azoteas, sin ningún uso. Bastaría una superficie de 50 m² por cada habitante para cubrir el consumo eléctrico de toda España. Y se estima que con el 50% de los tejados del país se podrían abastecer todas nuestras necesidades energéticas.

Otro dato importante, más de un millón de estos tejados permitirían una instalación fotovoltaica con bajo coste de montaje.

Señores del Gobierno, ¿empezamos ya?

2.- JUSTIFICACION.

La actual coyuntura determina una situación inmejorable para el desarrollo de este tipo de instalaciones de autoconsumo, pendiente tan sólo de un adecuado marco legislativo que regule las condiciones económicas de su aplicación garantizando una rentabilidad aceptable de las mismas y un periodo de amortización medio que no debería exceder de los diez años.

Son muchas las razones que permiten justificar el apoyo incondicional a este tipo de instalaciones de autoconsumo en el entorno urbano y citaremos algunas de ellas por considerarlas de excesiva relevancia:

Potencial solar existente en España.

España, por su localización y climatología, es uno de los países de Europa donde el recurso solar es más abundante. Aunque la productividad de las instalaciones dependerá de la latitud y climatología específica del lugar, su implantación es viable en todo el territorio nacional.

Energía limpia y renovable.

La generación fotovoltaica es una energía limpia y respetuosa con el medioambiente que usa únicamente el sol como fuente primaria de energía. Se integra con facilidad en el entorno urbano, no genera residuos, ni produce ruidos.

Reducción de CO2

Su capacidad de sustituir el suministro eléctrico convencional, implica una reducción directa de las emisiones de CO2, responsables del calentamiento global y otras partículas nocivas como NOx, SO2 presentes en los procesos de producción eléctrica mediante fuentes primarias de energía.

Reactivación de la economía.

Las instalaciones de autoconsumo son instalaciones pequeñas con una inversión reducida y en su mayoría autofinanciadas. Sin embargo en su conjunto representarían un enorme volumen de negocio para instaladores, fabricantes de herrajes, proveedores de material y equipo eléctrico y electrónico, empresas de transportes, técnicos, comerciales, distribuidores, etc. que, además, estarían muy repartidos por la geografía nacional.

Reactivación del empleo.

Para acometer este tipo de instalaciones desde la fase de definición, pasando por la compra, el suministro, la instalación y posteriores revisiones, son necesarios recursos humanos de diferentes áreas profesionales.

Reducir el déficit energético

Nuestra balanza comercial energética se descompensa y lo hace de forma creciente año tras año. Precios y demanda parecen haber unido sinergias para que el coste energético marque cada año un nuevo record.

Reducir la dependencia energética del exterior.

Generar nuestra propia energía es sinónimo de dejar de adquirirla en el exterior. La reducción de nuestra factura energética con el exterior tendrá un doble beneficio al convertirse en inversión en nuestro país generando riqueza.

Llegada de la paridad de red

Los resultados del estudio realizado por la consultora ECLAREON, “PV Grid Parity Monitor”, ponen de manifiesto que en el segmento residencial español la tecnología fotovoltaica ya es competitiva frente a los precios minoristas de electricidad.

La paridad de red supone una excelente oportunidad para el desarrollo del autoconsumo ya que el coste anual de la instalación iguala al precio pagado por el término de energía de los kilowatios/ hora comprados anualmente.

Reducción de las inversiones en redes.

La demanda distribuida evitará sobrecarga de la red, ampliaciones a corto plazo por falta de capacidad y pérdidas por distribución.

Evolución del consumo.

Indirectamente se producirá una implicación del propietario con su instalación. Al igual que un usuario de un vehículo es capaz de conducir de forma eficiente, será capaz de programar sus electrodomésticos y orientar su consumo hacia horarios de máxima generación, mejorando el acoplamiento de las curvas de generación y consumo.

Concienciación ciudadana.

Por experiencia propia ser propietario de una instalación fotovoltaica, cambia nuestra percepción del entorno, nos vuelve más respetuosos con el medioambiente y nos hace partícipes del cambio tecnológico y la apuesta por las energías limpias.

3.- OBJETIVOS.

El objetivo del presente estudio es determinar, para diferentes escenarios, la amortización de instalaciones fotovoltaicas en régimen de autoconsumo. Para ello el parámetro económico de referencia utilizado será el plazo de recuperación de la inversión con descuento, o Discount Pay Back Time (DPBT).

Dado el actual estado de indefinición del régimen económico que será de aplicación al autoconsumo, el cálculo de los posibles escenarios ha de contemplar opciones de peajes de respaldo, neteos horarios, mensuales, anuales, etc.

Para la realización de las simulaciones será necesario el desarrollo de una herramienta de análisis, realizada mediante un libro de hojas de cálculo.

Se obtiene, como resultado de la simulación, una tabla de amortizaciones que contempla todos los supuestos de tarifas, con y sin discriminación horaria, para neteos horarios (se considerará autoconsumo), diarios, semanales, mensuales (1, 2, 3, 4 y 6 meses) y anuales. Dicha tabla parte de unos datos de entrada de **localización** (*localidad, inclinación y orientación de los módulos, albedo del lugar*); **consumo y tarifa** (*consumo anual, perfil de consumo, peajes de respaldo, pago de excedentes y ratio de neteo*); **coste de la instalación**; **potencia pico del generador**; **módulos** (*TONC, gamma y rendimiento*); **inversor** (*eficiencia, rango medio de la tensión de entrada, carga mínima y número de string*); **líneas** (*distancias y secciones de corriente continua y corriente alterna*); **valores de pérdidas constantes** (*mismatch, espectrales, desviación de potencia nominal, otras pérdidas de corriente alterna, porcentaje de suciedad medio acumulado diariamente y pérdida anual de potencia de la instalación*) y **económicos** (*variación anual del precio de la electricidad, vida útil, valor final de la instalación, gastos y variación anual de su precio, tipo de financiación y características del préstamo en su caso*).

Adicionalmente se obtienen otros resultados como el ratio de generación destinada a consumo, resultados de producción mensuales y anuales, el desglose de las pérdidas, los valores de los indicadores de eficiencia del generador y del sistema y el performance ratio.

Internamente el proceso de cálculo está estructurado en varias hojas de cálculo que ofrecen información de los pasos intermedios y otros valores de producción y económicos que pueden resultar de interés como el TIR, el VAN, resultados de tesorería etc.

Se ha completado el cálculo con una hoja que permite valorar horariamente de una forma sencilla y gráfica pérdidas por sombreado que son directamente incorporadas al proceso de cálculo.

Se incorporan al libro de cálculo las bases de datos utilizadas, que pueden ser ampliadas y/o modificadas en el caso de evoluciones en los precios de la instalación y en los de la energía.

Aunque se ha utilizado el libro de cálculo para establecer las conclusiones del estudio, se ha procurado en su desarrollo y presentación que pueda ser utilizada como una herramienta independiente para cálculos específicos de instalaciones concretas u otro tipo de simulaciones.

4.- METODOLOGIA, PLAN DE TRABAJO.

El desarrollo de la herramienta de cálculo ha seguido la secuencia que se presenta en el siguiente diagrama de bloques:

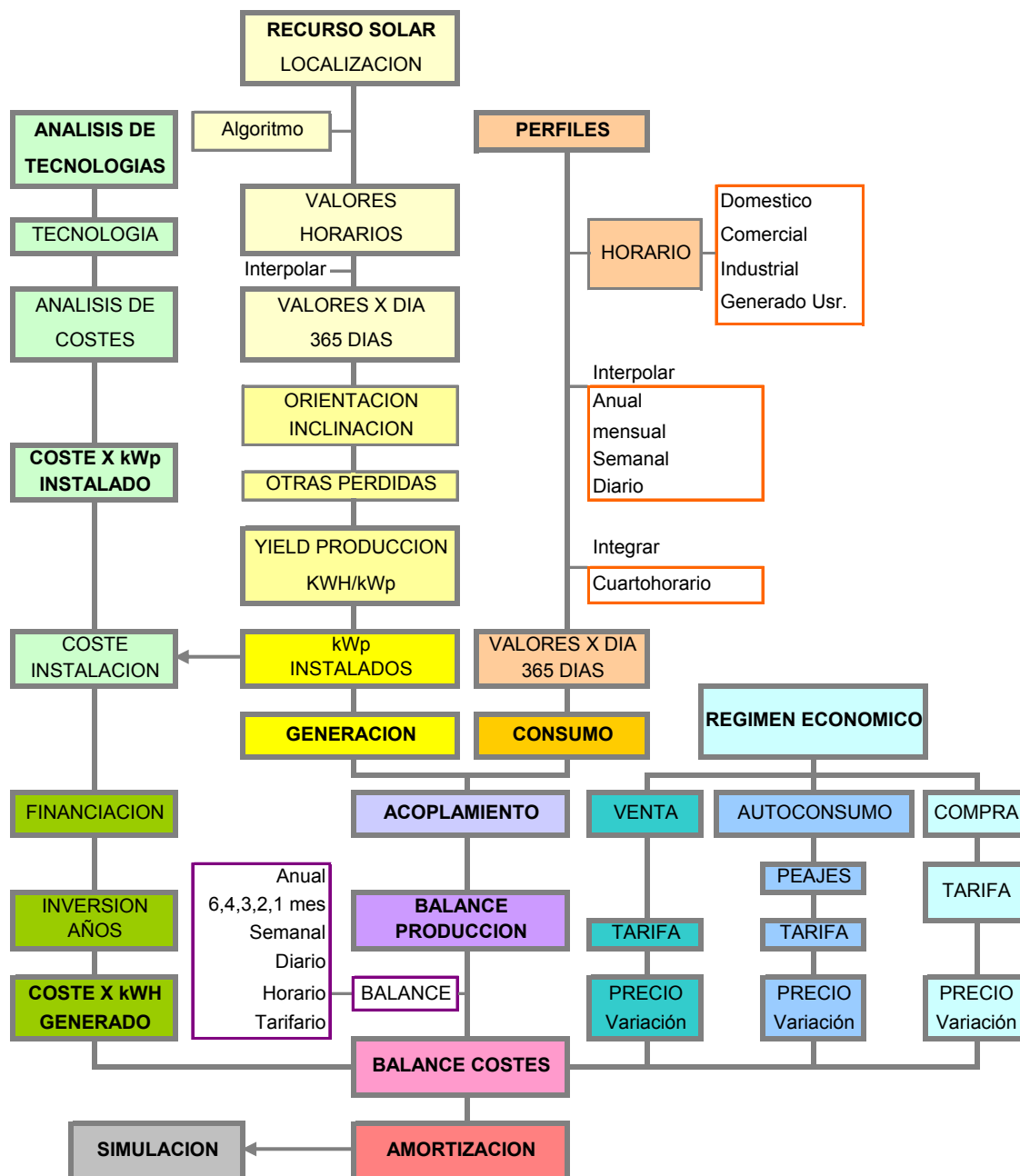


Figura 8. Diagrama de bloque del proceso de cálculo. Fuente propia.

Para la obtención del balance de producción y costes, se desarrolla un modelo de generación y consumo diario (modelo 2), donde el cálculo horario de las pérdidas se ha realizado mediante los valores obtenidos para el modelo de generación horario del día medio de cada mes, a excepción de las pérdidas del inversor.

En el siguiente apartado se describe el detalle de como se han realizado los procesos de cálculo para llegar a los valores finales.

5.- DESARROLLO.

5.1 EL RECURSO SOLAR

5.1.1.- Introducción

El recurso solar disponible que llega hasta el generador fotovoltaico depende de factores de tipo deterministas como la posición relativa entre el sol y el lugar de la tierra que consideremos, de factores aleatorios como son los climáticos y de factores relacionados con la óptima orientación e inclinación del generador.

Los primeros expresan la variabilidad estacional, diaria y horaria consecuencia de la posición variable del generador respecto al sol. Tienen como parámetros característicos que determinan dicha posición, la declinación solar, la latitud y la longitud del lugar donde se encuentra situado el generador.

Los factores climáticos son característicos del lugar y normalmente tiene un comportamiento cíclico anual, aunque para algunas zonas de la geografía española existen grandes variaciones en diferentes años.

Para analizar como se comporta el generador frente a este tipo de factores aleatorios, utilizaremos valores promedio de registros climáticos del Banco Nacional de Datos Climatológicos que proporciona la Agencia Estatal de Meteorología.

Serán de utilidad para este estudio los valores característicos de temperaturas medias, medias máximas y medias mínimas, las medias de días con precipitaciones superiores a 1mm, las medias de días cubiertos y despejados, etc.

Los parámetros de orientación e inclinación son definidos en la fase de diseño del proyecto y en muchas ocasiones están condicionados por el emplazamiento y su integración en el mismo, limitando el recurso solar disponible al alejarse de las condiciones óptimas de captación: inclinación óptima y orientación hacia el sur geográfico.

El recurso solar disponible para las capitales de provincia y principales ciudades españolas está disponible en diferentes bases de datos. Normalmente el valor del recurso solar se encuentra en estas bases de datos como promedio de la radiación global mensual que llega a la superficie terrestre, en su valor diario para el día medio de cada mes, expresado en kWh/m² o MJ/m².

5.1.2.-Bases de datos.

De las numerosas bases de datos existentes de donde extraer la información necesaria para evaluar el recurso disponible, se seleccionó la que incluye el Atlas de Radiación Solar en España publicado por la AEMET (Agencia Española de Meteorología), que utiliza datos del CM-SAF (Climate Satellite Application Facilities) facilitados por la Agencia para la Explotación de los Satélites Meteorológicos Europeos EUMETSAT. En esta publicación se recogen valores de radiación solar registrados entre los años 1.983 y 2.005 que han sido contrastados con la red de Radiométrica Nacional de Superficie con la que cuenta el propio AEMET.

En la siguiente figura obtenida mediante registros de satélites de exploración, pueden apreciarse los diferentes valores peninsulares de radiación global media en función de su colorimetría.

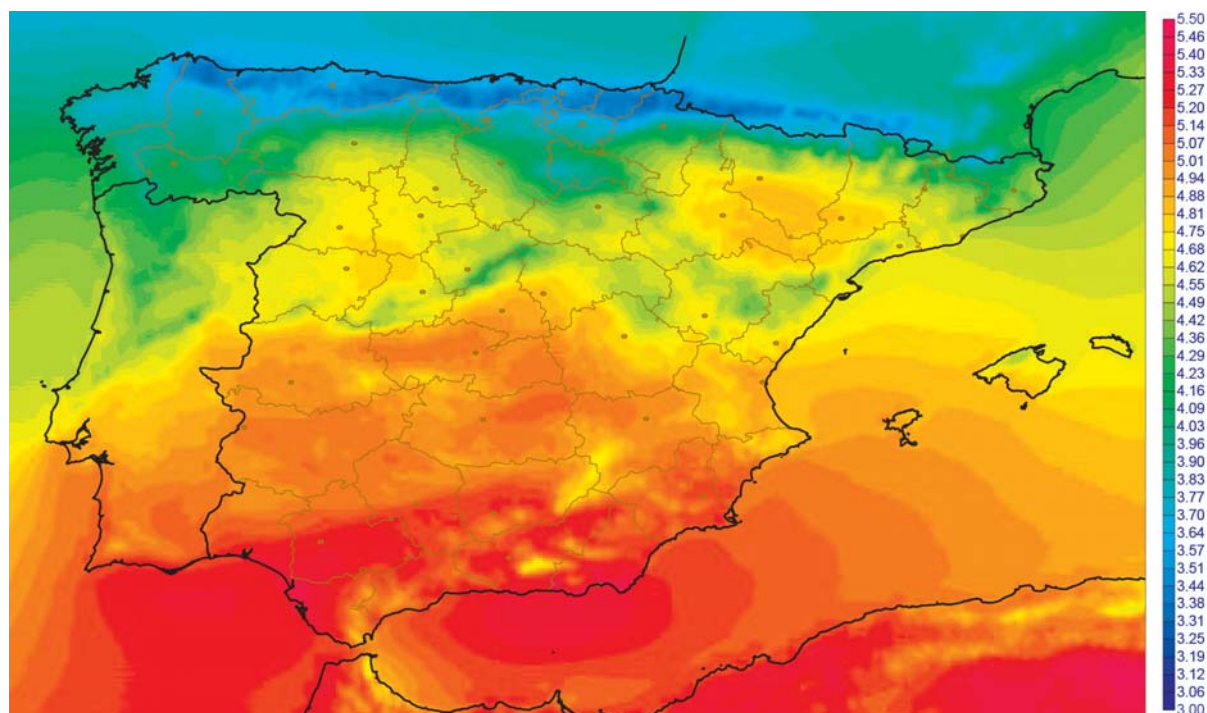


Figura 9. Irradiancia Global media peninsular. (Kwh/m² día). Fuente: AEMET

Una de las razones por las que se ha seleccionado esta base de datos, es porque además de aportar valores medios de radiación global mensual, también se incluyen registros de radiación global mensual máxima y mínima, que serán de aplicación durante el desarrollo del estudio para modelar un comportamiento diario de la radiación diferente al basado en el día medio de cada mes.

5.1.3.- Modelo de radiación solar a partir de valores horarios de día medio de cada mes.

Los valores que se obtienen de la base de datos hacen referencia a radiación global mensual del día medio de cada mes sobre una superficie horizontal.

Partiendo del valor de radiación global de estos valores construiremos un modelo de radiación que simule un comportamiento horario para un generador con una orientación e inclinación cualquiera.

A partir de la energía producida por el generador bajo estas condiciones podremos evaluar la integración de los saldos obtenidos de forma horaria entre la generación y el consumo.

Proceso de cálculo de la radiación horaria sobre una superficie cualquiera desarrollado en la hoja de cálculo:

Paso 1. Obtención de valores de radiación global diaria media sobre la superficie $G_{dm}(0)$, para el día medio de cada mes, de la base de datos.

Partiendo de la radiación solar global diaria media del día medio de cada mes sobre la superficie horizontal, $G_{dm}(0)$, calcularemos el índice de claridad K_{tm} , mediante la expresión:

$$K_{tm} = G_{dm}(0) / B_{odm} \quad (1)$$

El índice de claridad puede definirse como un parámetro óptico que relaciona la irradiación global recibida en un periodo de tiempo determinado sobre una superficie horizontal situada en la Tierra con la irradiación recibida sobre una superficie horizontal situada fuera de la atmósfera o radiación extraterrestre.

$Bodm$ es la radiación solar extraterrestre para el día medio de cada mes que puede expresarse como:

$$Bodm = \frac{24}{\pi} Bo \cdot \varepsilon_0 \cdot \cos \phi \cdot \cos \delta \cdot (\omega_s \cdot \cos \omega_s - \text{sen} \omega_s) \quad (2)$$

Donde:

Bo es la constante solar de valor 1.367 W/m^2

ε_0 es el valor de la excentricidad solar

ϕ es la latitud del lugar expresada en radianes.

δ es la declinación del lugar expresada en radianes.

ω_s es el ángulo horario de salida del Sol, expresado en radianes.

Los valores de ε_0 , δ y ω_s pueden calcularse mediante las siguientes expresiones:

$$\varepsilon_0 = 1 + 0,033 \cdot \cos \frac{2\pi \cdot dn}{365} \quad (3)$$

$$\delta = 0,006918 - 0,399912 \cdot \cos \Gamma + 0,070257 \cdot \text{sen} \Gamma - 0,006758 \cdot \cos 2\Gamma + 0,00907 \cdot \text{sen} 2\Gamma - 0,002697 \cdot \cos 3\Gamma + 0,00148 \cdot \text{sen} 3\Gamma \quad (4)$$

Donde el ángulo diario $\Gamma = 2\pi \cdot (dn - 1) / 365$ en radianes.

$$\omega_s = -\arccos(-\tan \phi \cdot \tan \delta) \quad (5)$$

El valor del día medio de cada mes dn toma los siguientes valores respecto a los 365 días del año: 15, 45, 74, 105, 135, 166, 196, 227, 258, 288, 319 y 349.

Los cálculos de todas las funciones trigonométricas se realizarán pasando los grados a radianes.

Paso 2. Obtención de la componente de radiación difusa diaria media, para el día medio de cada mes, mediante el índice de claridad mensual y las correlaciones de Page, Iqbal y Collares-Pereira y Rabl. Se utilizará la expresión:

$$Kdm = Ddm(0)/Gdm(0) \quad (6)$$

Obtendremos el valor que relaciona la componente difusa y la global Kdm , como media de las tres correlaciones:

$$\text{Método Page:} \quad Kdm(P) = 1 - 1,13 Ktm \quad (7)$$

$$\text{Método Iqbal:} \quad Kdm(I) = 0,958 - 0,982 Ktm \quad (8)$$

Método Collares-Pereira y Rabl:

$$Kdm(C) = 0,755 + 0,347 \cdot \left(\omega_s - \frac{\pi}{2} \right) - \left[0,505 + 2,61 \cdot \left(\omega_s - \frac{\pi}{2} \right) \right] \cdot \cos[2 \cdot (7 \cdot Ktm - 0,9)] \quad (9)$$

Calculamos Kdm como:

$$Kdm = \frac{Kdm(P) + Kdm(I) + Kdm(C)}{3} \quad (10)$$

Paso 3. Cálculo de la radiación directa diaria media, para el día medio de cada mes.

Se utilizará la expresión:

$$Gdm(0) = Bdm(0) + Ddm(0) \quad (11)$$

En este paso se considera despreciable la radiación procedente de albedo, puesto que el dato de partida es sobre superficie horizontal.

Paso 4. Cálculo de valores horarios de radiación difusa para el día medio de cada mes, a partir de los valores diarios medios, en el plano horizontal. Se utilizará la expresión:

$$\frac{Dh(0)}{Ddm(0)} = rd = \frac{\pi}{24} \cdot \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\omega_s \cdot \cos \omega_s - \sin \omega_s} \quad (12)$$

$$\omega \text{ es el ángulo Horario, } \omega = (\text{Hora Solar} - 12) \cdot \pi/12 \quad (13)$$

Los valores horarios están representados por los ángulos $\omega = -120^\circ, -105^\circ, -90^\circ, -75^\circ, -60^\circ, -45^\circ, -30^\circ, -15^\circ, 0^\circ, 15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 75^\circ, 90^\circ, 105^\circ$ y 120°

Para realizar los cálculos todos los valores se expresan en radianes.

Paso 5. Cálculo de valores horarios de radiación directa para el día medio de cada mes, a partir de los valores diarios medios, en el plano horizontal. Se utilizará la expresión:

$$\frac{Bh(0)}{Bdm(0)} = rg = rd \cdot (a + b \cdot \cos \omega) \quad (14)$$

Donde:

$$a = 0,4090 - 0,5016 \cdot \sin(\omega_s + 60^\circ) \quad (15)$$

$$b = 0,6609 + 0,4767 \cdot \sin(\omega_s + 60^\circ) \quad (16)$$

Los valores horarios están representados por los ángulos $\omega = -120^\circ, -105^\circ, -90^\circ, -75^\circ, -60^\circ, -45^\circ, -30^\circ, -15^\circ, 0^\circ, 15^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 75^\circ, 90^\circ, 105^\circ$ y 120°

Para realizar los cálculos todos los valores se expresan en radianes.

Paso 6. Ajuste lineal de los valores horarios de radiación directa y difusa horaria y cálculo de los valores globales de radiación horaria en el plano horizontal.

Para cada mes j se busca un valor par de valores D_j y B_j que cumplen:

$$Ddm(0)_j = D_j \cdot \sum_{i=1}^{24} Dh(0)_{ij} \quad (17)$$

$$Bdm(0)_j = B_j \cdot \sum_{i=1}^{24} Bh(0)_{ij} \quad (18)$$

$$\text{Para cualquier hora se cumple que } Gh(0)_{ij} = D_j \cdot Bh(0)_{ij} + B_j \cdot Dh(0)_{ij} \quad (19)$$

Paso 7. Cálculo de los valores horarios de radiación directa sobre una superficie cualquiera inclinada un ángulo β y orientada un ángulo α , en función de la radiación directa horaria sobre el plano horizontal.

Para el cálculo de la componente directa sobre una superficie cualquiera será necesario conocer los ángulos que forma el sol con la normal a la superficie receptora y el que forma con respecto al cenit.

En la siguiente figura se representan ambos ángulos

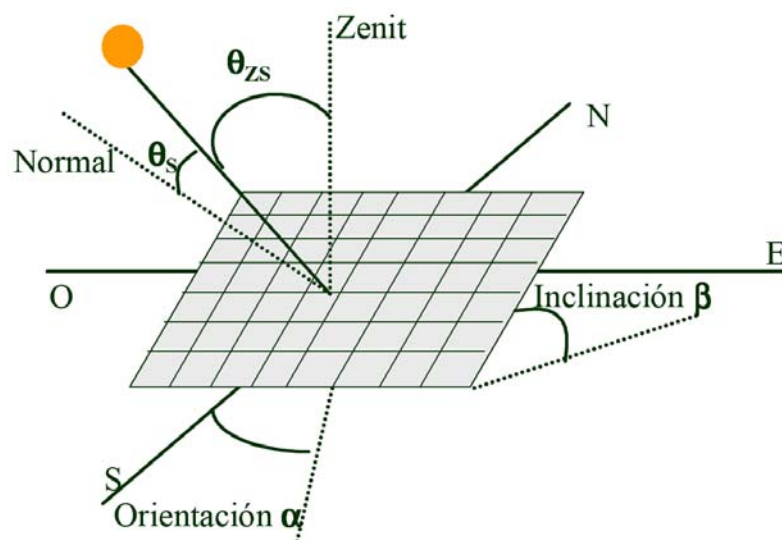


Figura 10. Angulos cenital y normal. Fuente Master TSESF, UNIA.

El valor de la radiación directa puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$Bh(\alpha, \beta) = Bh(0) \cdot \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_{zs}} \quad (20)$$

Donde los cosenos de θ_s y θ_{zs} pueden calcularse como:

$$\cos \theta_{zs} = \text{sen} \delta \cdot \text{sen} \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega \quad (21)$$

$$\begin{aligned} \cos \theta_s = & \text{sen} \delta \cdot \text{sen} \phi \cdot \cos \beta - \text{sen} \delta \cdot \cos \phi \cdot \text{sen} \beta \cdot \cos \alpha + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \beta \cdot \cos \omega + \\ & + \cos \delta \cdot \text{sen} \phi \cdot \text{sen} \beta \cdot \cos \alpha \cdot \cos \omega + \cos \delta \cdot \text{sen} \alpha \cdot \text{sen} \omega \cdot \text{sen} \beta \end{aligned} \quad (22)$$

Paso 8. Cálculo de los valores horarios de radiación difusa sobre una superficie cualquiera siguiendo un modelo isotrópico. Se utilizará la expresión:

$$Dh(\alpha, \beta) = 0,5 \cdot Dh(0) \cdot (1 + \cos \beta) \quad (23)$$

Paso 9. Cálculo de la radiación de Albedo sobre una superficie cualquiera en función de la radiación global y el factor de reflectividad. Se utilizará la expresión:

$$Rh(\alpha, \beta) = \rho \cdot Gh(0) \cdot (1 - \cos \beta) \quad (24)$$

ρ = coeficiente de reflectividad.

La siguiente tabla presenta coeficientes de reflectividad obtenidos de forma empírica.

Superficie	Valor medio
Estándar	0,20
Tierra	0,04
Arena	0,30
Superficie acuosa	0,07
Bosque coníferas	0,07
Asfalto	0,10
Tejados y terrazas	0,13
Tierra arcillosa	0,14
Hierba seca	0,20
Escombros	0,20
Hormigón	0,22
Bosque otoño	0,26
Zonas verdes	0,26
Edificios oscuros	0,27
Edificios claros	0,60
Nieve	0,75

Figura 11. Albedos de superficies. Fuente: Cuadernos Siemens.

Paso 10. Cálculo de la radiación Global horaria sobre una superficie cualquiera en función de las componentes directa, difusa y albedo. Se utilizará la expresión:

$$Gh(\alpha, \beta) = Bh(\alpha, \beta) + Dh(\alpha, \beta) + Rh(\alpha, \beta) \quad (25)$$

Para cada hora del día medio de cada mes se obtiene un valor de radiación global, además de su descomposición en las componentes directa difusa y albedo.

Para el día medio de un mes j , obtendremos el siguiente valor de radiación solar:

$$Gd_j(\alpha, \beta) = \sum_{i=1}^{24} Gh_{ij}(\alpha, \beta) \quad (26)$$

En el siguiente gráfico se representan los valores de radiación diarios obtenidos a partir de la integración de valores horarios del día medio de cada mes para la localidad de Cádiz, serie *Media*, calculados mediante el procedimiento descrito anteriormente. La serie *MediaInterp* se ha realizado mediante interpolación lineal de los valores de la serie *Media*.

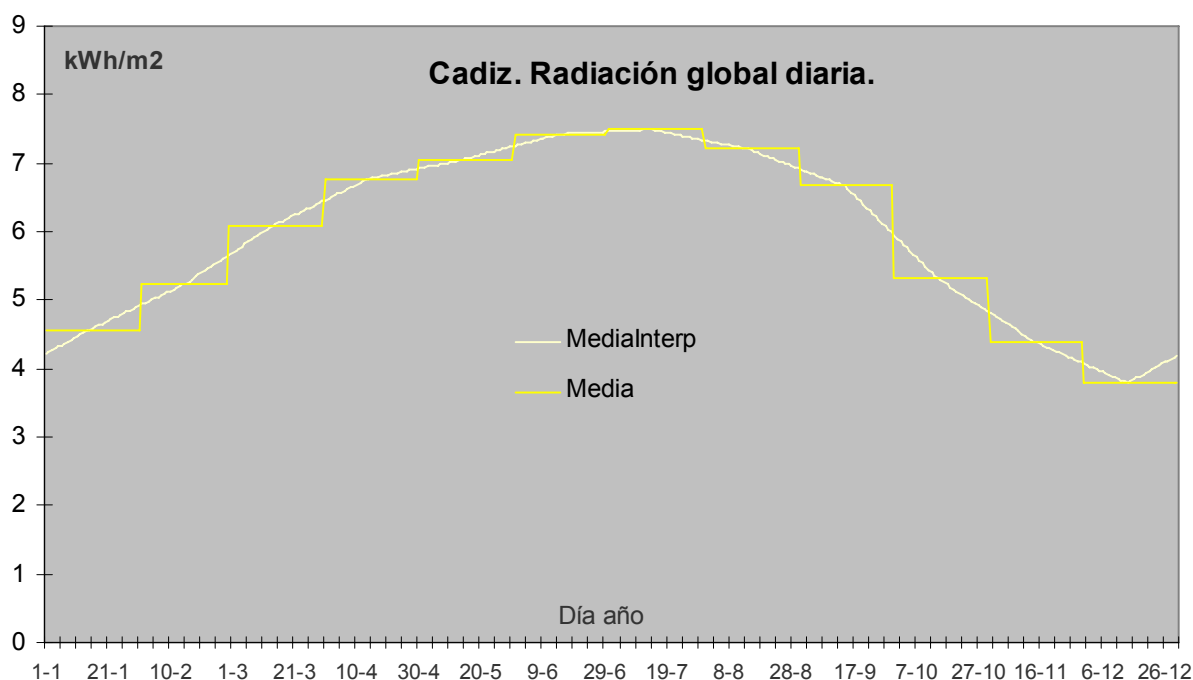


Figura 12. Radiación global diaria media y valor interpolado linealmente. Fuente propia.

Uno de los inconvenientes del modelo desarrollado hasta el momento es que presenta un comportamiento diario-mensual constante sin contemplar la alternancia de días cubiertos, con días claros y días nublados. Por ello la integración de saldos de energía de generación y consumo diarios y mensuales serán iguales al reducirse el comportamiento de todos los días al del día medio de cada mes.

5.1.4.- Modelo 2. Radiación solar con comportamiento diario mensual variable.

Para el cálculo del modelo de radiación solar con comportamiento mensual variable, se parte de los valores mensuales del índice de claridad calculados mediante la ecuación (10) y de los datos que figuran en la Base de AEMET, relativos al número medio de días despejados D y cubiertos C para cada mes y localidad.

El número de días nublados, DN , será el resultado de restar a los días del mes dm , los días despejados D y cubiertos C :

$$DN = dm - D - C \quad (27)$$

Dentro de los días nublados se establecerán a su vez tres tipos de días, los días poco nublados PN , los días de nubosidad media N y los días muy nublados MN . Se puede expresar DN como:

$$DN = PN + N + MN \quad (28)$$

Para ajustar el número de días nublados de cada tipo, se fija un valor máximo para el índice de claridad $K_{tm}(max)$ y uno mínimo $K_{tm}(min)$, de forma que cada valor mensual de índice de claridad pueda ser mayor que el máximo, menor que el mínimo, o situarse entre ambos.

En función del valor mensual de Ktm podemos tener:

$Ktm(max) < Ktm$, predominancia días poco nublados. Despejando en la ecuación (28) y haciendo $PN = C1 \cdot DN$ y $MN = C2 \cdot DN$, podemos expresar N como:

$$N = DN - C1 \cdot DN - C2 \cdot DN = DN \cdot (1 - C1 - C2) \text{ con } C1 > C2 \quad (29)$$

$Ktm(min) < Ktm < Ktm(max)$, predominancia días nublados. Despejando en la ecuación (28) y haciendo $PN = MN = C3 \cdot DN$, podemos expresar N como:

$$N = DN - C3 \cdot DN - C3 \cdot DN = DN \cdot (1 - 2C3) \quad (30)$$

$Ktm(min) > Ktm$, predominancia días muy nublados. Despejando en la ecuación (28) y haciendo $MN = C4 \cdot DN$ y $PN = C5 \cdot DN$, podemos expresar N como:

$$N = DN - C4 \cdot DN - C5 \cdot DN = DN \cdot (1 - C4 - C5) \text{ con } C4 > C5 \quad (31)$$

Donde $C1$, $C2$, $C3$, $C4$ y $C5$ adoptan valores entre 0 y 1.

$Ktm(max)$, $Ktm(min)$, $C1$, $C2$, $C3$, $C4$ y $C5$, son parámetros que pueden modificarse para ajustar el comportamiento del modelo. En este estudio, para el cálculo de N , PN y MN en función de Ktm se han considerado los siguientes valores:

$$C1 = C4 = 0,50, \quad C2 = C5 = 0,20, \quad C3 = 0,25, \quad Ktm(max) = 0,5 \quad \text{y} \quad Ktm(min) = 0,4$$

Los valores obtenidos para cada tipo de día son números enteros calculados por redondeo.

Para la localidad de Bilbao, aplicando las ecuaciones (29), (30) y (31), obtendríamos la siguiente tabla con el número de días de cada tipo

Mes	días	Ktm	DN	D	PN	N	MN	C
1	31	0,428	14	3	4	6	4	14
2	28	0,441	12	3	3	6	3	13
3	31	0,500	15	3	4	7	4	13
4	30	0,476	14	2	4	6	4	14
5	31	0,486	16	2	4	8	4	13
6	30	0,471	15	3	4	7	4	12
7	31	0,473	16	4	4	8	4	11
8	31	0,504	17	3	9	5	3	11
9	30	0,546	16	4	8	5	3	10
10	31	0,486	16	3	4	8	4	12
11	30	0,400	13	3	3	3	7	14
12	31	0,400	14	3	4	6	4	14

Figura 13. Distribución tipo de días para Bilbao. Fuente propia.

Otro método más simplificado para obtener un número de días nublados de cada tipo, sería mediante interpolación lineal de los valores de días despejados D y días cubiertos C .

Para distribuir de una forma mensual el tipo de día predominante, se han creado tres matrices, una para meses de 31 días, otra para meses de 30 y una tercera de 28 días para el

mes de febrero. El reparto de los días se ha realizado de forma aleatoria para reproducir un comportamiento climatológico variable.

Las matrices presentan la siguiente estructura:

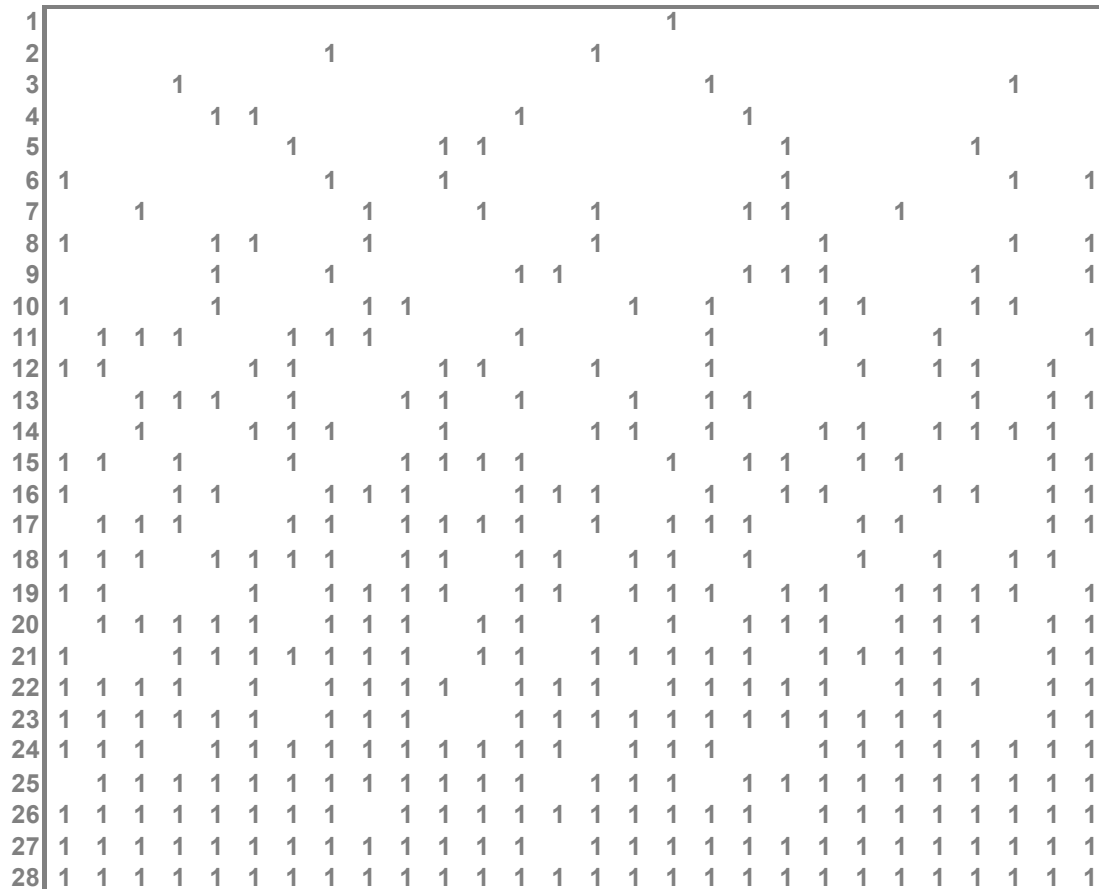


Figura 14. Matriz de distribución de días predominantes para mes de 28 días. Fuente propia

La correspondencia entre los valores de la matriz y el tipo de día se realiza de la siguiente manera: obtenidos el número de días de cada uno de los 5 tipos, se determina el tipo de día que es máximo y se busca el vector de la matriz que coincide con el valor máximo.

$$V_{max} = \max(C, MN, N, PN, D) \tag{32}$$

Por ejemplo, suponiendo que para un mes de febrero el tipo de día que es máximo corresponde al tipo de día poco nublado, con un valor $PN = V_{max} = 13$, el vector de la matriz que coincide con el valor máximo sería:

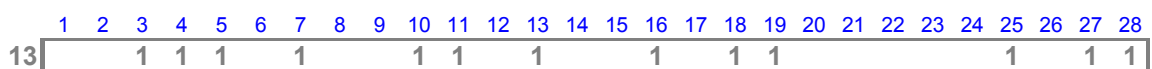


Figura 15. Vector de distribución mensual de días predominantes. Fuente propia.

Los valores iguales a 1 del vector, corresponden a la posición de los 13 días poco nublados PN del mes de febrero. La lógica de ocurrencia del resto de tipos de día que deben rellenar

los huecos o ceros del vector se rige por el siguiente criterio de prelación, en función de cual haya sido el tipo de día máximo para el mes:

← Precede				Vmax	→ Sucede			
C	MN	N	PN	D	PN	N	MN	C
C	MN	N	D	PN	D	N	MN	C
D	PN	C	MN	N	MN	C	PN	D
D	PN	N	C	MN	C	N	PN	D
D	PN	N	MN	C	MN	N	PN	D

Figura 16. Praelación tipo de día*. Fuente propia.

*(En la figura 16, D, PN, N, MN y C representan el tipo de día, no su valor).

Por ejemplo, para un valor máximo en el tipo de día poco nuboso, el predecesor y el sucesor debe ser el tipo de día despejado; el predecesor y el sucesor del tipo despejado será el tipo nubosidad media; el predecesor y el sucesor del tipo nubosidad media, el tipo muy nuboso y finalmente el tipo cubierto. Puede ocurrir que durante el proceso que completa el vector, el número de un tipo de días sea insuficiente para preceder y suceder al del tipo anterior. Cuando esto ocurra, el proceso se continuará con el tipo de día siguiente establecido en la prelación hasta completar todos los huecos-ceros del vector. (La operación para completar el vector se realiza mediante el operador IF de la hoja de cálculo).

Para cada mes se obtendrá una combinación de cinco tipos de días generando un perfil diario de comportamiento variable.

Cálculo de la radiación global horaria para cada tipo de día.

El cálculo de la radiación global horaria del tipo de día despejado $Gh(\alpha, \beta)_D$ y del tipo de día cubierto $Gh(\alpha, \beta)_C$, seguirá el mismo proceso que el descrito en el punto 5.1.3., para el modelo de radiación solar a partir de valores horarios de día medio de cada mes, con la consideración de que para el caso de los días del tipo despejado, se utilizarán como dato de partida valores de radiación mensuales máximos medios $Gdm(0)_{max}$ y para el caso de los días del tipo cubierto, se utilizarán los valores mensuales mínimos medios $Gdm(0)_{min}$ siempre referidos a la radiación global diaria del día medio de cada mes sobre la superficie horizontal. La base de datos es la misma descrita en el punto 5.1.2.

A partir de los valores de radiación horaria obtenidos para los días tipo despejado y cubierto $Gh(\alpha, \beta)_D$ y $Gh(\alpha, \beta)_C$, y también expresados como Gh_D y Gh_C , puede calcularse el valor horario promedio de los días nubosos $Gh(\alpha, \beta)_{DN}$ como:

$$Gh(\alpha, \beta)_{DN} = Gh_{DN} = (dm \cdot Gh - D \cdot Gh_D - C \cdot Gh_C) / DN \quad (33)$$

De las ecuaciones (27) y (28) se obtiene $DN = PN + N + MN = dm - D - C$

Suponiendo que existe un valor $Gh(\alpha, \beta)_N$, para días nublados que se sitúa entre los valores de los días despejados $Gh(\alpha, \beta)_D$ y cubiertos $Gh(\alpha, \beta)_C$, y también entre los valores de los días poco nubosos $Gh(\alpha, \beta)_{PN}$ y muy nubosos $Gh(\alpha, \beta)_{MN}$, se puede expresar la radiación de los días poco nubosos y muy nubosos en función de los días de nubosidad media, despejados, y cubiertos como:

$$Gh(\alpha, \beta)_{PN} = Gh_{PN} = (Gh_D + Gh_N) / 2 \quad (34)$$

$$Gh(\alpha, \beta)_{MN} = Gh_{MN} = (Gh_C + Gh_N) / 2 \quad (35)$$

Donde Gh_D y Gh_C son valores conocidos y $Gh(\alpha, \beta)_N$ o Gh_N puede calcularse como:

$$DN \cdot Gh_{DN} = PN \cdot Gh_{PN} + N \cdot Gh_N + MN \cdot Gh_{MN} \quad (36)$$

Sustituyendo en la ecuación (36) los valores de Gh_{PN} y Gh_{MN} de las ecuaciones (34) y (35), obtenemos:

$$Gh_N = (2 \cdot DN \cdot Gh_{DN} - PN \cdot Gh_D + MN \cdot Gh_C) / (PN + 2N + MN) \quad (37)$$

Conocido el valor de Gh_N pueden calcularse Gh_D y Gh_C con las ecuaciones (34) y (35).

La integración diaria de los valores de radiación horarios Gh_D , Gh_C , Gh_N , Gh_{PN} y Gh_{MN} , define cinco tipos de radiación diaria diferentes para cada mes, la del día despejado, la del día cubierto, la del día nublado, la del día poco nublado, y la del día muy nublado, respectivamente. Para un mes j , los cinco tipos de radiación diaria pueden expresarse como:

$$Gd_D(\alpha, \beta)_j = \sum_{i=1}^{24} Gh_D(\alpha, \beta)ij \quad (38)$$

$$Gd_C(\alpha, \beta)_j = \sum_{i=1}^{24} Gh_C(\alpha, \beta)ij \quad (39)$$

$$Gd_N(\alpha, \beta)_j = \sum_{i=1}^{24} Gh_N(\alpha, \beta)ij \quad (40)$$

$$Gd_{PN}(\alpha, \beta)_j = \sum_{i=1}^{24} Gh_{PN}(\alpha, \beta)ij \quad (41)$$

$$Gd_{MN}(\alpha, \beta)_j = \sum_{i=1}^{24} Gh_{MN}(\alpha, \beta)ij \quad (42)$$

Aunque para cada uno de estos tipos de día el comportamiento horario es el mismo, lejos del comportamiento real sobre todo en días con alternancia de nubes y claros, existe una variabilidad horaria que proporciona al menos cinco valores horarios diferentes para cada hora del día medio de cada mes.

Basado en este procedimiento de cálculo se hacen dos integraciones diarias que generan dos perfiles diferentes de radiación. El primer perfil responde a un modelo (modelo1) donde la integración se hace sobre valores horarios medios aplicados a cada tipo de día, obteniéndose valores de radiación diaria para el día n del mes j , $Gdmod1(\alpha, \beta)nj$. El segundo perfil responde a un modelo (modelo2), en donde los valores horarios son el resultado de una interpolación lineal de los valores horarios medios aplicados a cada tipo de día, obteniéndose valores de radiación diaria para el día n del mes j , $Gdmod2,interp(\alpha, \beta)nj$.

En el gráfico siguiente se muestran los valores de radiación global diaria media en Cádiz, obtenidos para el día medio de cada mes sin interpolación lineal (serie *Media*) y con interpolación lineal (serie *MediaInterp*), y los valores obtenidos para el modelo de radiación solar con comportamiento diario variable sin interpolación lineal (modelo 1, serie *TipoDiaMed*) y con interpolación lineal (modelo 2, serie *TipoDiaInterp*).

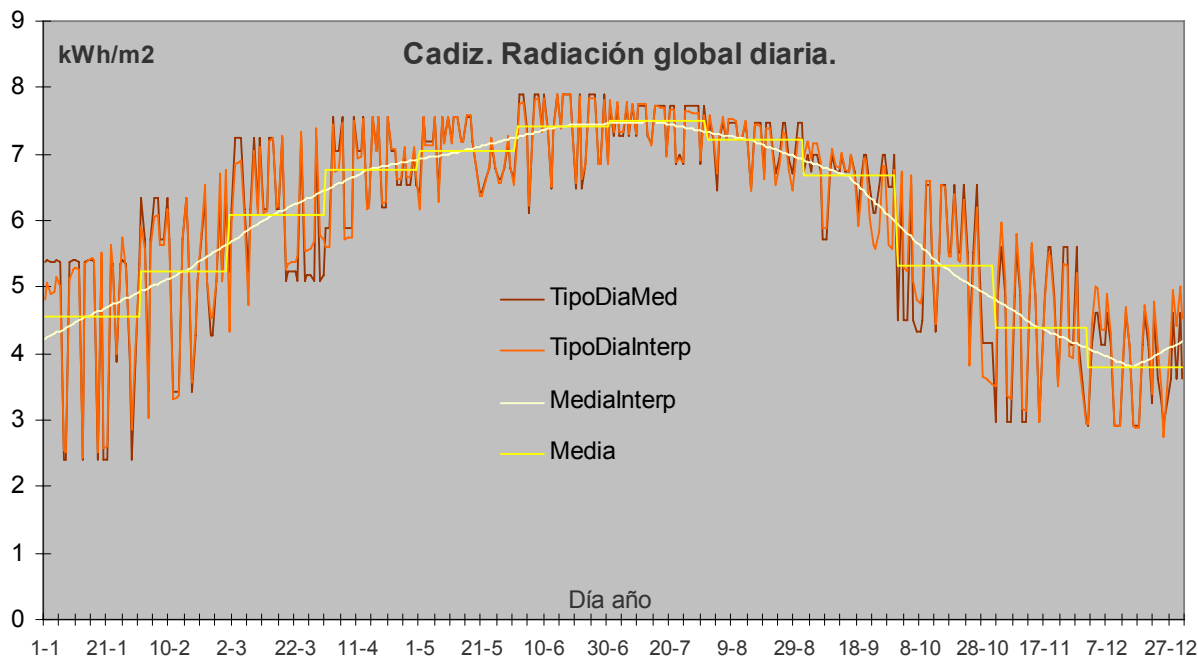


Figura 17. Radiación global diaria con días tipo y días tipo interpolados. Fuente propia

En la comparación de los resultados obtenidos para dos localidades de latitudes y climatología diferentes aplicando el modelo 2 con interpolación lineal, se observa que la predominancia del día tipo en cada estación del año produce desviaciones sobre los valores totales de radiación mensuales calculados para el día medio de cada mes. Aunque estas desviaciones son pequeñas (menores del 5%), aplicaremos un coeficiente de ajuste para igualar el valor de las integraciones mensuales. El valor de radiación horario para el modelo 2, en una hora i de un día n de un mes j (de dm_j días), queda definido como:

$$Gh(\alpha, \beta)_{i,nj} = A_j \cdot Gd_{\text{mod 2,interp}}(\alpha, \beta)_{i,nj} \quad \text{siendo} \quad A_j = \frac{dm_j \cdot Gdm(\alpha, \beta)_j}{\sum_{n=1}^{dm_j} \sum_{i=1}^{24} Gd_{\text{mod 2,interp}}(\alpha, \beta)_{i,nj}} \quad (43)$$

Para Bilbao y Málaga se obtienen los siguientes resultados de evaluación del modelo:

RADIACION kWh/m2				
Dia Med	Mod1	Mod2	Desviacion	
84,0	84,0	84,0	0,0%	0,0%
93,4	93,4	93,4	0,0%	0,0%
140,8	140,8	140,8	0,0%	0,0%
145,5	145,5	145,5	0,0%	0,0%
174,6	174,6	174,6	0,0%	0,0%
181,3	181,3	181,3	0,0%	0,0%
188,5	188,5	188,5	0,0%	0,0%
188,7	188,7	188,7	0,0%	0,0%
156,4	156,4	156,4	0,0%	0,0%
113,4	113,4	113,4	0,0%	0,0%
79,9	79,9	79,9	0,0%	0,0%
69,5	69,5	69,5	0,0%	0,0%
1616	1616	1.616	0,0%	0,0%

RADIACION kWh/m2				
Dia Med	Mod1	Mod2	Desviacion	
139,3	139,3	139,3	0,0%	0,0%
142,9	142,9	142,9	0,0%	0,0%
185,5	185,5	185,5	0,0%	0,0%
192,8	192,8	192,8	0,0%	0,0%
212,0	212,0	212,0	0,0%	0,0%
222,5	222,5	222,5	0,0%	0,0%
233,8	233,7	233,7	0,1%	0,1%
221,8	221,8	221,8	0,0%	0,0%
196,0	196,0	196,0	0,0%	0,0%
164,5	164,5	164,5	0,0%	0,0%
134,1	134,1	134,1	0,0%	0,0%
116,1	116,1	116,1	0,0%	0,0%
2161	2161	2.161	0,0%	0,0%

Figura 18. Tablas de evaluación del comportamiento de los modelos. Fuente propia.

5.2.- APROVECHAMIENTO DEL RECURSO SOLAR.

5.2.1.- Introducción

El presente estudio se ha orientado principalmente hacia pequeñas y medianas instalaciones integradas en el entorno urbano y también en sus polígonos. Estas instalaciones se proyectan normalmente con una capacidad de generación anual que iguala al consumo real anual del punto donde se conectan. Pero dado que las curvas de generación y consumo no suelen coincidir en el tiempo, se hace necesario el abastecimiento simultáneo de la red para garantizar un correcto suministro.

Se centrará el estudio en proyectos que se desarrollen dentro del sector residencial, comercial y de restauración y el pequeño sector industrial de las pymes.

Aunque serán en su mayoría pequeñas instalaciones de poca inversión, hay que tener en cuenta algunos aspectos fundamentales para garantizar la viabilidad de las mismas.

Han de ser instalaciones cuyos emplazamientos sean accesibles y de montaje sencillo con elementos estructurales de fijación de bajo coste. Al tratarse de pequeñas y medianas instalaciones, las conexiones a la red serán en baja tensión.

Las instalaciones deben usar tecnologías maduras, que presenten un rendimiento aceptable en el rango de latitudes españolas y estén disponibles en el mercado a precios competitivos y con un amplio abanico de proveedores.

Deben planificarse como instalaciones sin mantenimiento o con un mantenimiento mínimo, lo que implica ciertas consideraciones durante su ejecución y a la hora de seleccionar los componentes para conseguir un comportamiento robusto.

En zonas de pocas precipitaciones y/o entornos con excesiva polución, deberán evitarse instalaciones con ángulos de inclinación cercanos a la horizontal que pudieran provocar excesivas pérdidas por suciedad y angulares en los meses más secos.

5.2.2.- Tecnologías de conversión. Sistema fotovoltaico.

Las tecnologías que serán de aplicación en el tipo de proyectos sobre los que se realiza este estudio serán las basadas en el silicio y, más concretamente, en módulos de silicio monocristalino y policristalino.

El sistema fotovoltaico está formado por una combinación de módulos en serie y/o paralelo que configuran el generador, un inversor que transforma la corriente continua en alterna y las líneas de enlace generador-inversor e inversor-red.

La conversión de corriente continua a corriente alterna, dependiendo del tipo de emplazamiento y las posibles ubicaciones, puede configurarse con un único o con varios inversores.

En las siguientes figuras se representan dos tipos de configuraciones, con uno y con varios inversores.

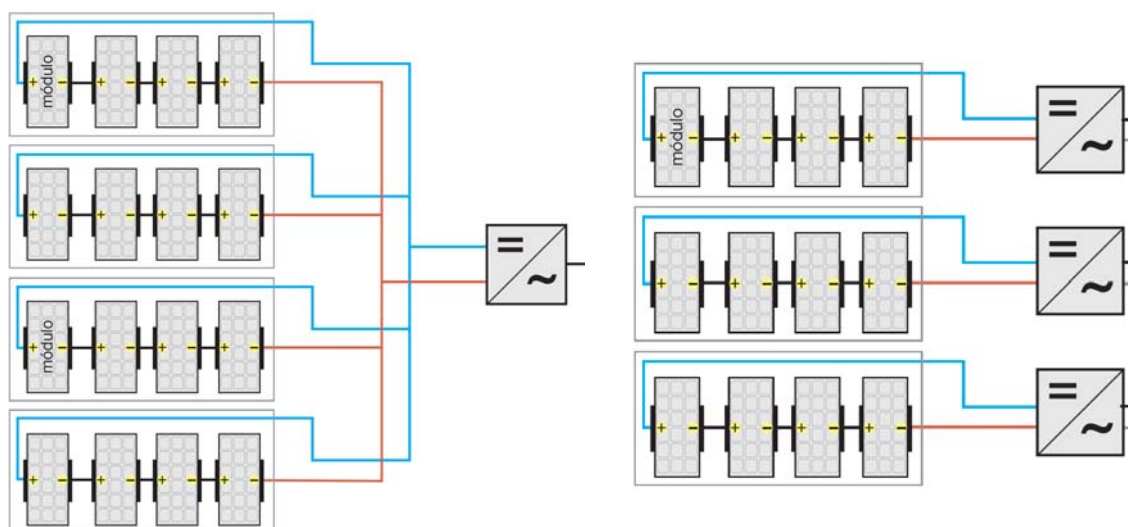


Figura 19. Configuraciones de instalaciones con uno o varios inversores. Fuente: Siemens

Este tipo de pequeñas instalaciones no suelen incluir cuadros de paralelo. El paralelo de los strings se realiza en la conexión interna del inversor, llegando a tener algunos inversores una gestión diferenciada del seguimiento del punto de máxima potencia para cada uno de ellos.

Además del cuadro de protecciones, la red debe contar con un equipo de medida bidireccional capaz de contabilizar consumo de la red, autoconsumo e inyección a la red. La medida de los parámetros debe tener al menos discriminación horaria.

Dependiendo de la localización, de la meteorología del lugar, de las características propias de la instalación, del entorno, y del modelo de radiación seleccionado, obtendremos para nuestra instalación unos resultados, en términos de producción y eficiencia, que nos permitirán evaluar su comportamiento y crear un perfil de generación que pueda ser balanceado con el perfil de consumo.

Para realizar el balance final de generación y consumo utilizaremos el modelo 2 de radiación. Pero las pérdidas del sistema las calcularemos en el modelo de radiación horario basado en el día medio de cada mes, que luego utilizaremos como referente para el cálculo de las pérdidas en el modelo 2.

5.2.3.- Evaluación del modelo de radiación horario basado en el día medio de cada mes.

Se calculan las pérdidas de la instalación, el Performance Ratio (*PR*) y los resultados de producción, el *Yield* anual y las eficiencias del generador y del sistema,

Pérdidas por inclinación y orientación diferentes de las óptimas.

Para el cálculo de las pérdidas por inclinación y orientación se compararán los resultados obtenidos entre la radiación global horaria en un plano inclinado β_{opt} y orientado al sur, y la radiación global horarias en el plano inclinado β y orientado α de la instalación.

Para el cálculo de la radiación global horaria en un plano inclinado óptimo y orientado al sur se utilizará el proceso de cálculo descrito en el punto 5.1.3, haciendo $\beta = \beta_{opt}$ y $\alpha = 0$ en las ecuaciones (20) a (25).

Para una latitud cualquiera el valor aproximado de β_{opt} puede calcularse como:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,75 \cdot \phi \quad (44)$$

Para una hora cualquiera i de un mes j tendremos unas pérdidas Lho_{ij} y un coeficiente horario de pérdidas por orientación e inclinación Cho_{ij} , igual a:

$$Lho_{ij} = 1 - \frac{G_h(\alpha, \beta)_{ij}}{G_h(0, \beta_{opt})_{ij}} \quad y \quad Cho_{ij} = 1 - Lho_{ij} \quad (45)$$

Las pérdidas para un mes j respecto al día medio se calcula como:

$$Lmo_j = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{24} G_h(\alpha, \beta)_{ij}}{\sum_{i=1}^{24} G_h(0, \beta_{opt})_{ij}} \quad con \quad Cmo_j = 1 - Lmo_j \quad (46)$$

Las pérdidas y el coeficiente anual de pérdidas Co , respecto del día medio se calcula como:

$$Lo = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{12} dm_j \cdot G_h(\alpha, \beta)_{ij}}{\sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{12} dm_j \cdot G_h(0, \beta_{opt})_{ij}} \quad con \quad Co = 1 - Lo \quad (47)$$

Pérdidas por sombreado en el generador

Cuando se proyecta una instalación hay que comprobar que los elementos fijos, como edificaciones, mobiliario urbano, vegetación, no proyecten sombras sobre el generador.

La integración fotovoltaica y sobre todo la que se realiza en el entorno urbano puede estar a menudo afectada por el sombreado de las edificaciones colindantes, que en ocasiones provocan pérdidas de consideración que deben ser cuantificadas.

Para el cálculo de las pérdidas provocadas por objetos situados entre el generador y el disco solar, se ha creado un método gráfico en la hoja de cálculo, basado en las trayectorias solares del primer día de cada mes y las de los solsticios de verano e invierno.

Las trayectorias solares pueden ser representadas gráficamente conociendo los valores de azimut ψ y altura solar α , y haciéndolos corresponder con el eje de abscisas y el eje de ordenadas respectivamente.

En la siguiente figura se representan los valores de azimut y altura solar y su interpretación de signos.

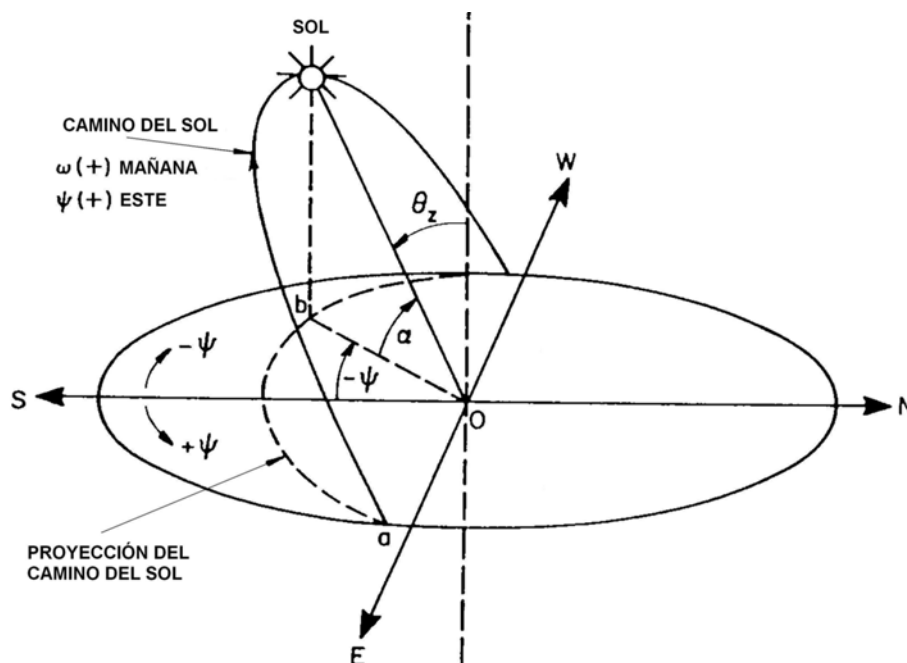


Figura 20. Representación de la altura solar y azimut. Fuente: Master TSESF, UNIA

Los valores de de azimut ψ y altura solar α , pueden calcularse con las expresiones:

$$\psi = a \cos \left(\frac{\text{sen } \alpha \cdot \text{sen } \phi + \text{sen } \delta}{\cos \alpha \cdot \cos \phi} \right) \quad (48)$$

$$\alpha = a \text{sen} (\text{sen } \delta \cdot \text{sen } \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega) \quad (49)$$

ϕ es el valor de la latitud para cada localidad

δ es la declinación del primer día del mes para el que se calcula la trayectoria

ω es el valor del ángulo solar. Toma valores desde la salida del sol ω_s , hasta la puesta del sol.

Dando valores a ω , obtenemos pares de valores (ψ, α) con los que construimos de forma gráfica la trayectoria solar del mes. Repitiendo el proceso para los valores de declinación δ de los diferentes meses y solsticios, obtenemos el resto de las trayectorias.

Los valores dados al ángulo horario se incrementan primero de 0,5 en 0,5° hasta los 10°, cuando la pendiente de la curva es máxima, de 1° en 1° hasta los 40° y de 2° en 2° hasta los 120°.

Para cada trayectoria solar del primer día de cada mes y de los solsticios, tenemos n valores de ω que permiten calcular pares de valores (ψ, α) con los que se pueden construir las curvas horarias que cortan a las trayectorias solares dividiendo el mapa de trayectorias en sectores.

$$\omega = \pm n \cdot \frac{\pi}{12} \quad \text{con } n = 0, 1, 2, 3, \dots 7. \quad (50)$$

La siguiente figura muestra el resultado del mapa de trayectorias dividido en sectores

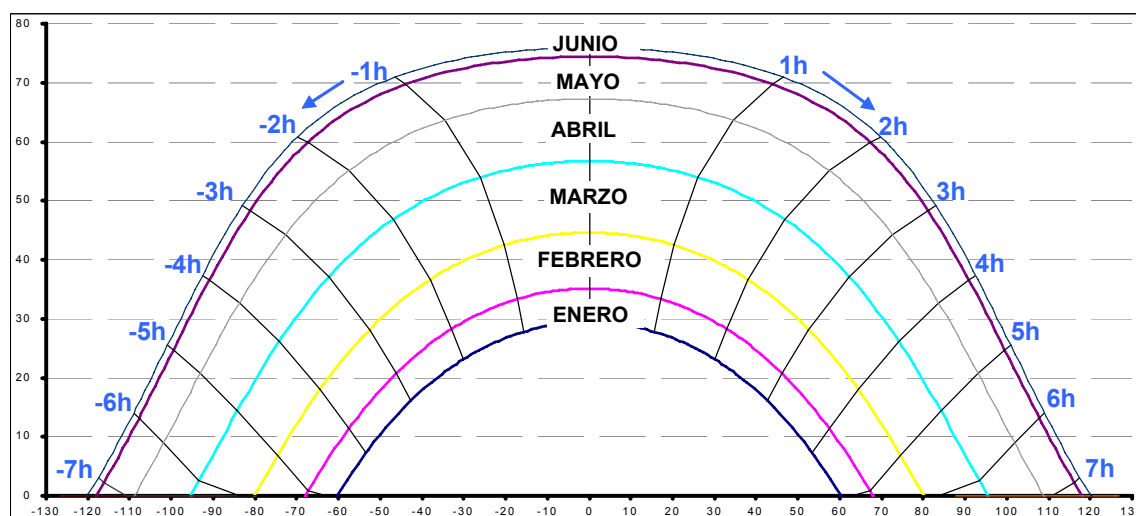


Figura 21. Grafico de trayectorias solares enero-junio y solsticio de verano. Fuente propia

Para cada localidad seleccionada en el cálculo, se ha crea el mapa de trayectorias solares de cada mes y de los solsticios y las correspondientes curvas horarias que cortan a las trayectoria solar, dividiendo el mapa en superficies que representan los espacios recorridos por el sol para cada mes y hora del año.

Para facilitar el trabajo de identificación de las áreas se ha dividido el mapa en dos semestres. Cada mapa está formado por las seis curvas de los meses, el solsticio de verano y el solsticio de invierno, según corresponda al primer o segundo semestre.

Todas las curvas se han calculado dando valores al ángulo horario, desde 0° hasta 120°.

La tabla se simetriza para añadir los valores de azimut negativos y positivos.

Para la representación de los objetos situados entre el generador y el disco solar, se crea una pequeña tabla que permite introducir su posición espacial punto a punto, mediante las coordenadas métricas x , y , z .

Si trazamos un eje Este-Oeste (E-O) que pase por el objeto, x representa la medida de la perpendicular al eje E-O que pasa por el generador. La coordenada y es la medida desde el punto de corte de la perpendicular con el eje E-O al objeto. Y la coordenada z es la altura del objeto considerando valor cero la altura del generador.

Estas coordenadas métricas se transformarán en coordenadas gráficas integradas en el diagrama de trayectorias.

COORDENADAS METRICAS

Coordenada	P0	P1	P2	P3	P4	P5	P7	P7	P8	P9	P10	P11	P12
Azimut X (m)	-7,0	-7,0	-7,0	-4,0	-4,0	0,0	3,0	3,0	6,0	6,0	12,0	12,0	0,0
Distancia Y (m)	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	0,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	0,0
Altura Z (m)	0,0	0,0	15,0	13,0	0,0	0,0	0,0	4,0	5,0	8,0	12,0	0,0	0,0

COORDENADAS GRAFICAS

Coordenada	P0	P1	P2	P3	P4	P5	P7	P7	P8	P9	P10	P11	P12
Coordenada X (°)	-41,2	-41,2	-41,2	-26,6	-26,6	0,0	26,6	26,6	45,0	45,0	63,4	63,4	0,0
Coordenada Y (°)	0,0	0,0	54,7	55,5	0,0	0,0	0,0	30,8	30,5	43,3	41,8	0,0	0,0

Figura 22. Tabla de coordenadas para representación gráfica de objetos. Fuente propia

El diagrama de trayectorias tiene en su eje de abscisas los valores correspondientes al azimut y en el eje de ordenadas los correspondientes a la altura solar.

Para posicionar en este gráfico el objeto representado en coordenadas cartesianas, bastará con hallar sus proyecciones como:

$$\psi = \arctan\left(\frac{x}{y}\right) \quad \alpha = \arctan\left(\frac{z}{\sqrt{x^2 + y^2}}\right) \quad (51) \text{ y } (52)$$

Una vez representada la silueta del objeto y con la ayuda de una tabla, se introducen los valores estimados de llenado de los sectores ocupados por los objetos.

El valor de llenado de un sector Vb en tanto por cien, representa las pérdidas que se producen por sombreado para una hora específica de un determinado mes.

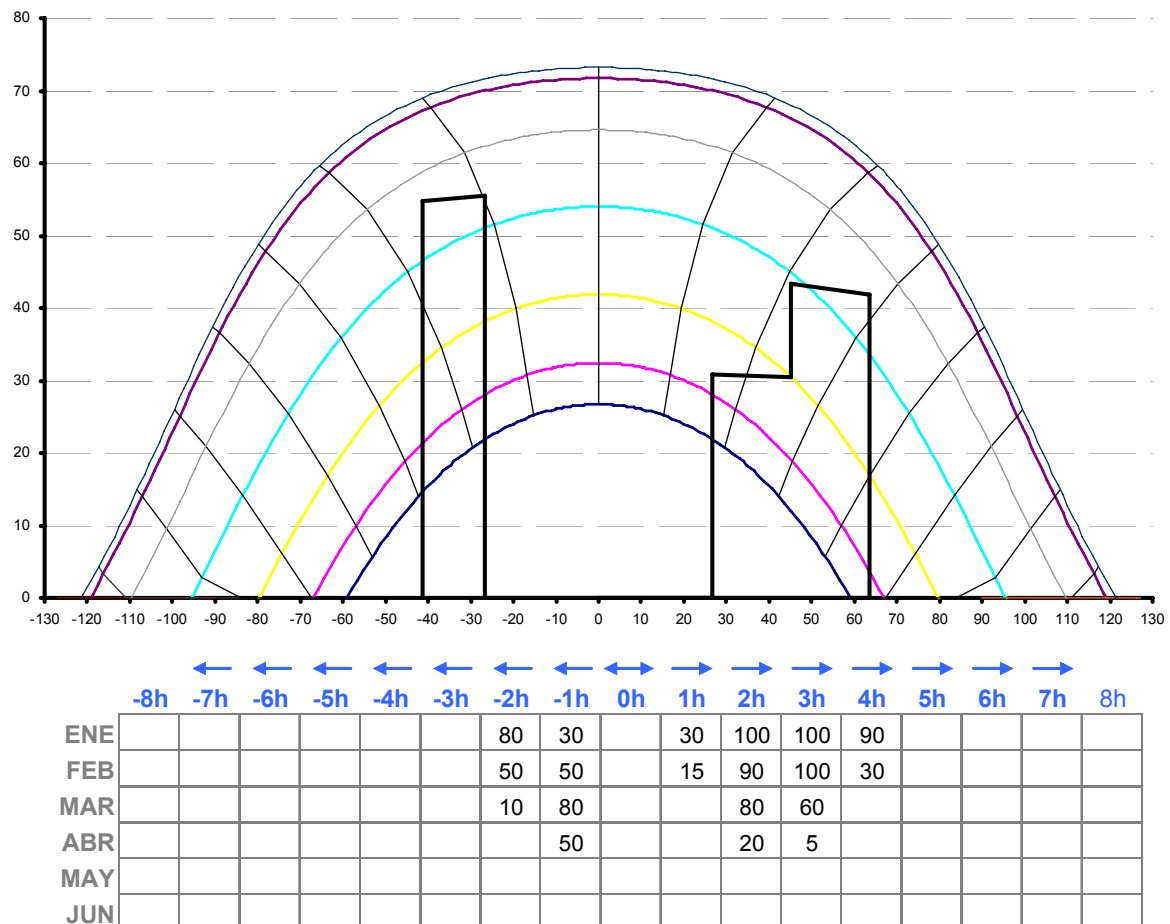


Figura 23. Procedimiento de valoración gráfica de sombras en tanto por cien. Fuente propia

A efectos de valoración de pérdidas se tendrá en cuenta sólo la reducción porcentual aplicada en cada hora a la componente directa de la radiación.

Los valores de pérdidas por sombreado calculados entre horas se trasladan al proceso de cálculo de pérdidas como valores centrados en las horas. Las pérdidas por sombreado se consideran constantes durante todo el mes para una misma hora.

Para cada hora i del día medio del mes j se obtendrá un valor horario de radiación con pérdidas por sombreado expresado en kWh/m^2 :

$$G_{hb}(\alpha, \beta)_{ij} = f_{bij} \cdot B_h(\alpha, \beta)_{ij} + D_h(\alpha, \beta)_{ij} + R_h(\alpha, \beta)_{ij} \quad (53)$$

Donde fb_{ij} es el factor de llenado, con $fb_{ij} = 1 - Vb_{ij}$ expresado Vb_{ij} en tanto por uno.

Para una hora cualquiera i de un mes j tendremos unas pérdidas y un coeficiente de pérdidas horario por sombreado igual a:

$$Lhb_{ij} = 1 - \frac{G_{hb}(\alpha, \beta)_{ij}}{G_h(\alpha, \beta)_{ij}} \quad y \quad Chb_{ij} = 1 - Lhb_{ij} \quad (54)$$

Las pérdidas para un mes j respecto al día medio se calcula como:

$$Lmb_j = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{24} G_{hb}(\alpha, \beta)_{ij}}{\sum_{i=1}^{24} G_h(\alpha, \beta)_{ij}} \quad con \quad Cmb_j = 1 - Lmb_j \quad (55)$$

Las pérdidas y el coeficiente de pérdidas anuales Cb respecto del día medio se calcula como:

$$Lb = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{12} dm_j \cdot G_{hb}(\alpha, \beta)_{ij}}{\sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{12} dm_j \cdot G_h(\alpha, \beta)_{ij}} \quad con \quad Cb = 1 - Lb \quad (56)$$

En el siguiente gráfico se presenta un perfil de radiación global afectado por sombreado.

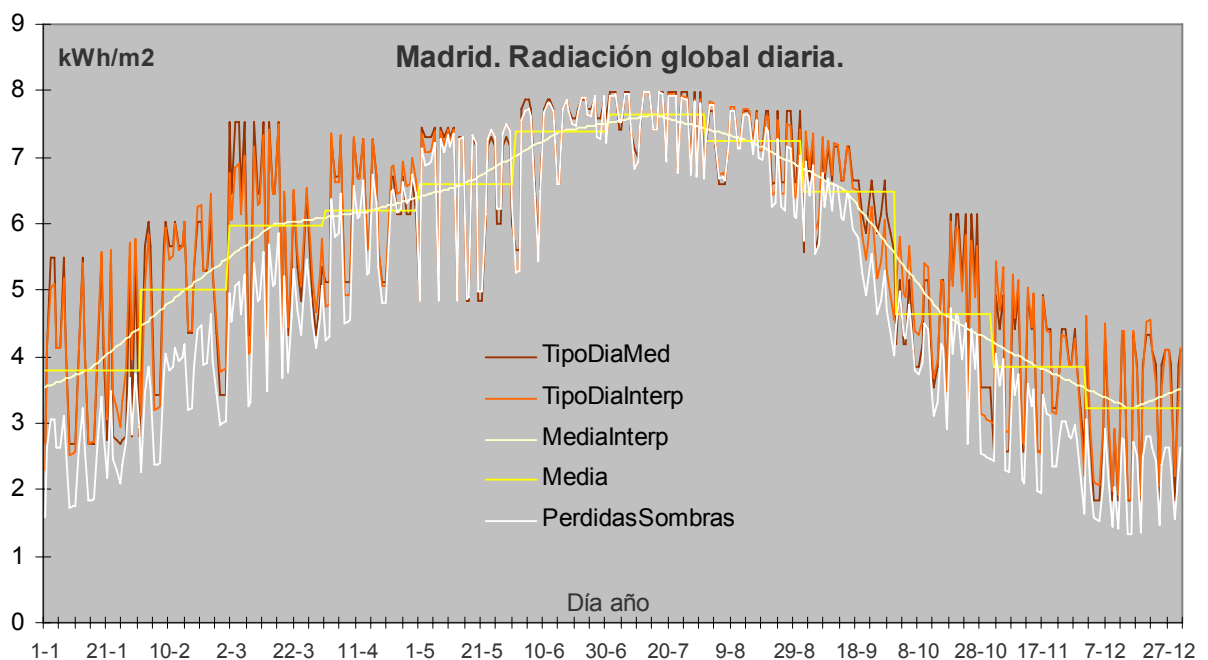


Figura 24. Radiación global diaria con pérdidas por sombreado. Fuente propia

Pérdidas por suciedad

Las pérdidas por suciedad dependen principalmente de la cantidad y tipo de partículas depositadas en el módulo y de la radiación incidente, que para sistemas estáticos está frecuentemente desviada de la normal a su superficie.

Para cuantificar estas pérdidas de forma horaria, se tendrá en consideración, la progresión de la suciedad en función del número de días con precipitaciones inferiores a 1mm, la inclinación de los módulos y la distribución horaria de las pérdidas en función del ángulo de incidencia.

Para cuantificar las pérdidas se utilizarán datos y resultados de estudios realizados sobre este campo [1] y [2].

En la siguiente gráfica, se analizan las pérdidas diarias producidas por suciedad en función de los días en los que han existido precipitaciones para módulos con inclinación de 30°. Se observa que durante los periodos en los que no existen precipitaciones, las pérdidas por suciedad experimentan un crecimiento aproximadamente lineal.

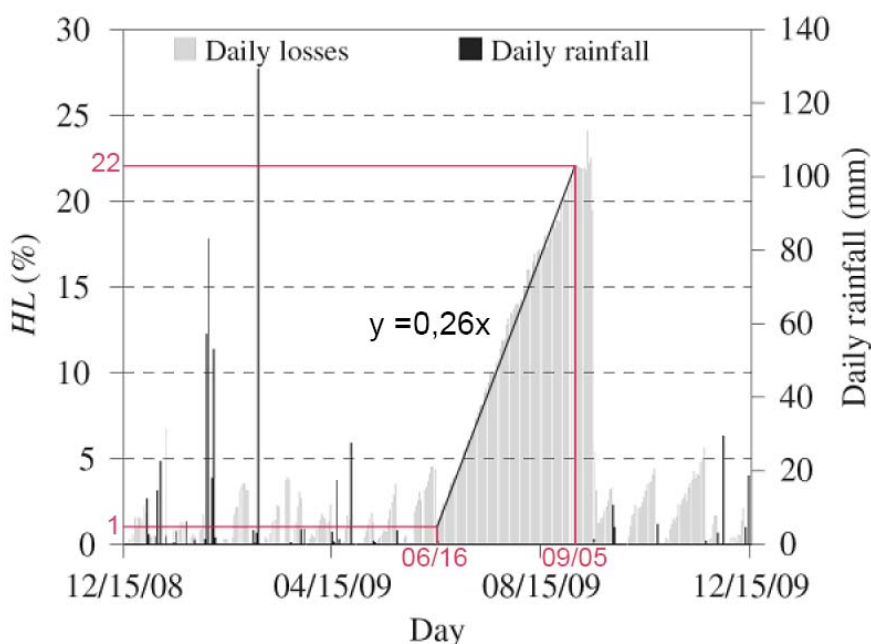


Figura 25. Pérdidas diarias (HL), en función de las precipitaciones. Fuente: [1]

Concretamente, para el periodo comprendido entre el 16 de junio y el 5 de septiembre, 83 días, se produce un incremento en las pérdidas por suciedad del 21%.

Representado de forma gráfica (figura25), obtenemos una recta de pendiente 0,26 que equivale a un incremento $K_s = 0,26\%$ en las pérdidas por suciedad por cada día en el que las precipitaciones son menores de 1mm.

Este valor empleado para los cálculos puede aumentarse o reducirse según tenga el entorno una mayor o menor polución.

Para cada ubicación, se calcularán las pérdidas mensuales por suciedad en función del número de días N de cada mes con precipitaciones mayores o iguales a 1mm.

Para un mes cualquiera m expresado en su valor en días dm , la pérdida mensual Lks se calculará como la media ponderada de las pérdidas promedio que se producen en los intervalos del mes donde no existen precipitaciones.

Dado que la distribución de las precipitaciones tiene un comportamiento no uniforme, calcularemos el valor mensual de las pérdidas como un valor intermedio entre las pérdidas

máximas de la distribución más desfavorable, con un intervalo de longitud $dm-N$ y las mínimas que correspondería a la distribución uniforme, intervalos de longitud $dm / (N+1)$.

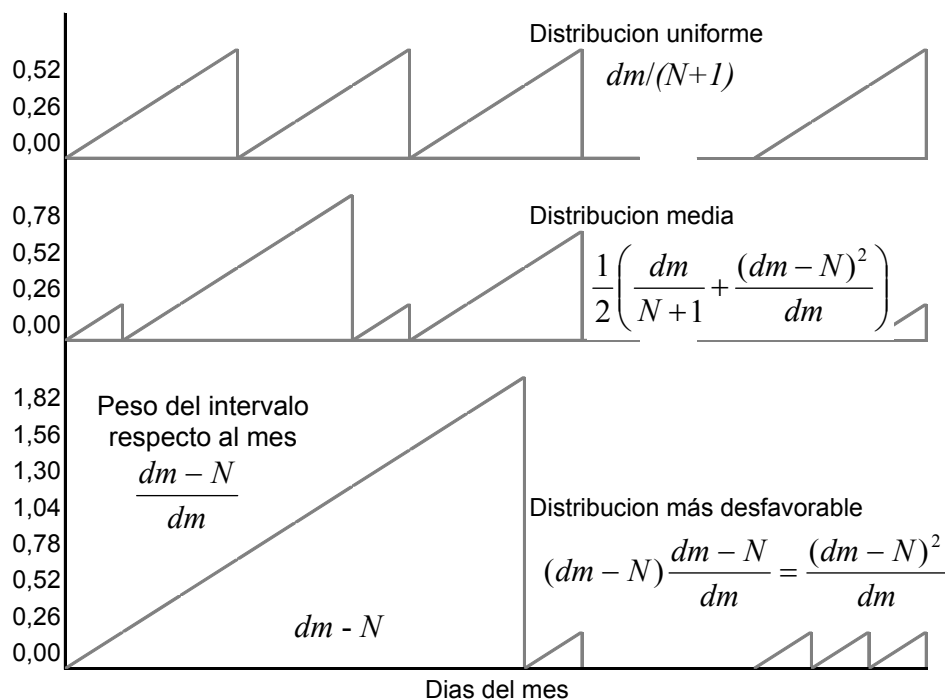


Figura 26. Distribuciones mensuales de precipitaciones diarias. Fuente propia

Podemos calcular las pérdidas mediante la siguiente expresión:

$$Lks(30) = \frac{Ks}{2} \cdot \frac{1}{2} \left(\frac{dm}{N+1} + \frac{(dm-N)^2}{dm} \right) \tag{57}$$

El valor obtenido para $Lks(30)$ hace una estimación para los módulos con inclinación de 30° , por lo que deberemos ajustar los cálculos en función de la inclinación real a la que son instalados.

El siguiente estudio [2], analiza la cantidad de polvo acumulado en las muestras de vidrio para diferentes orientaciones y ángulos de inclinación.

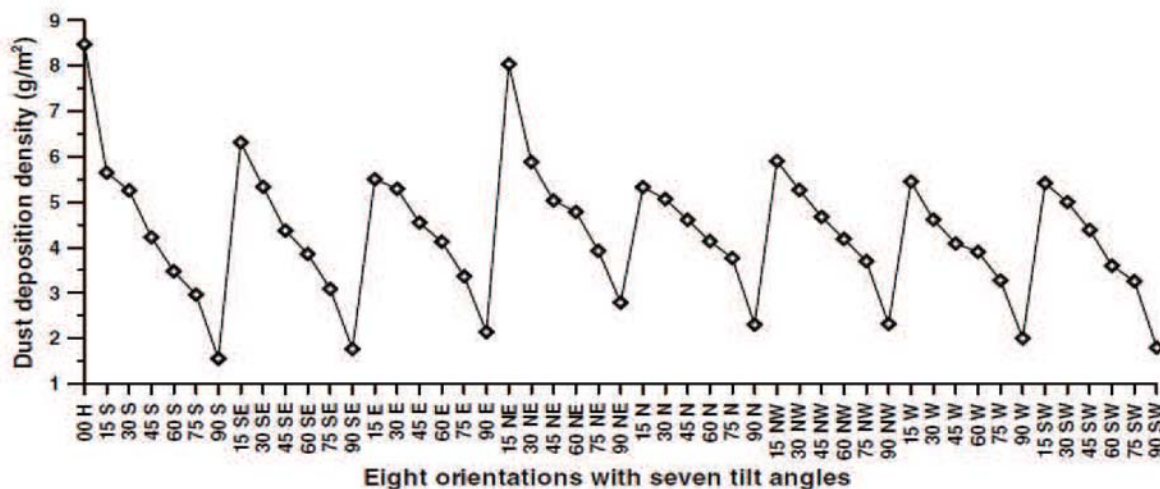


Figura 27. Polvo para diferentes orientaciones y ángulos de inclinación. Fuente: [2].

Del estudio realizado sobre muestras de vidrio [2], se extrae la siguiente tabla en la que se obtiene una relación entre los valores de reducción de la transmitancia y el ángulo de inclinación.

Angulo	Reducción	f(30°)
0°	27,62%	1,46
15°	20,28%	1,07
30°	18,87%	1,00
45°	15,72%	0,83
60°	12,81%	0,68
75°	9,25%	0,49
90°	6,11%	0,32

Figura 28 .Valores de reducción de transmitancia en función de la inclinación. Fuente [2]

Normalizando los valores respecto a la inclinación de 30° y representándolos gráficamente, obtenemos dos ecuaciones lineales que nos permitirán estimar las pérdidas para ángulos de inclinación diferentes a 30° mediante un factor de corrección f_s .

$$Lks = f_s \cdot Lks(30) \quad (58)$$

En el siguiente gráfico se muestran las ecuaciones que dan valor a f_s .

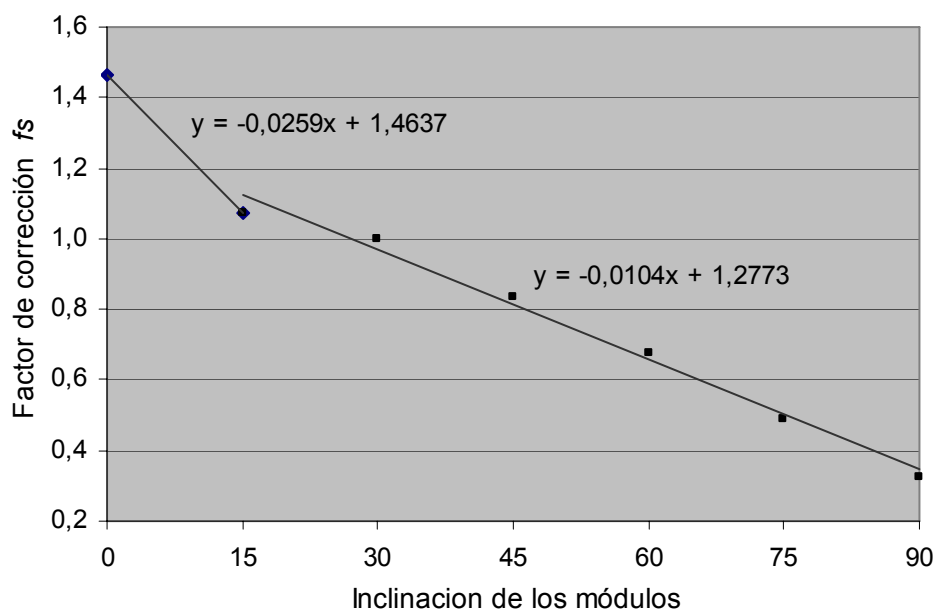


Figura 29. Comportamiento de f_s en función del ángulo β . Fuente propia.

En función del ángulo de inclinación β , se utilizarán los siguientes valores:

β	f_s
<15°	$-0,0259 \cdot \beta + 1,4637$
>15°	$-0,0104 \cdot \beta + 1,2773$

Figura 30. Valores de f_s en función del ángulo β . Fuente propia

El valor corregido de pérdidas por suciedad representa un valor mensual del día medio.

Para ajustar el valor obtenido a valores horarios, debemos considerar las variaciones que experimentan los valores medios de las pérdidas en función del ángulo de incidencia [1].

En el siguiente gráfico se muestra como aumentan las pérdidas en función del ángulo de incidencia para diferentes grados de suciedad. Para los diferentes valores representados se han calculado los valores de las líneas de tendencia.

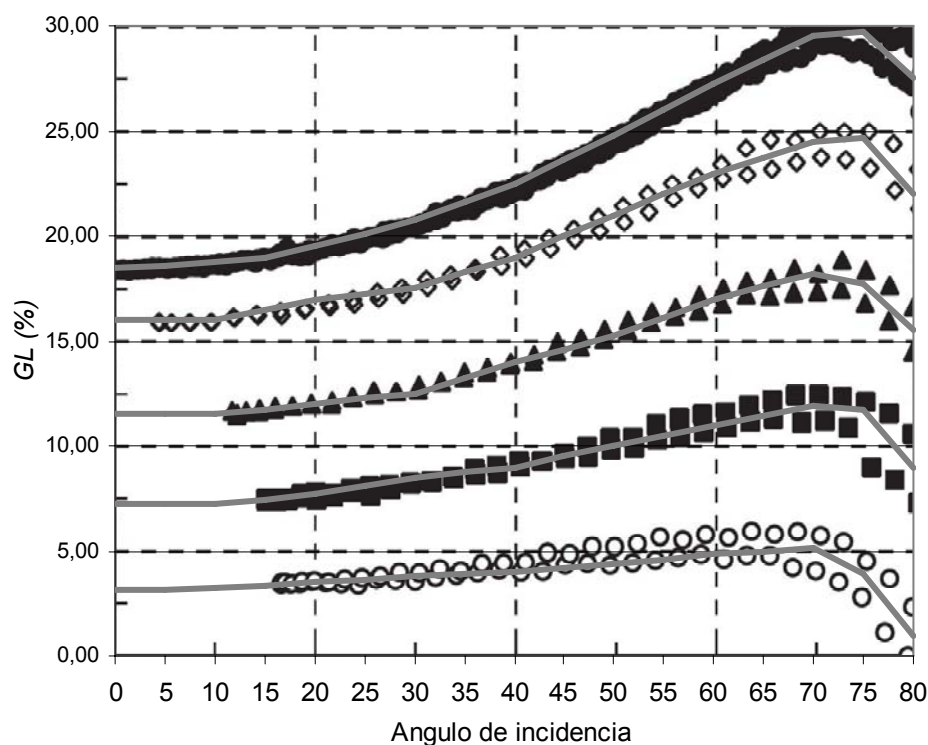


Figura 31. Pérdidas en función del ángulo de incidencia. Fuente [1].

En la tabla siguiente se presentan valores típicos de pérdidas máximas y mínimas para diferentes días del año. En la tabla se han añadido dos columnas para calcular la desviación de los valores respecto de la media.

	HL(%)	$\theta_{\text{noon}}(^{\circ})$	GL _{noon} (%)	GL _{max} (%)	GL _{noon} /HL	GL _{max} /HL
27 June 2009	4,0	17,0	3,5	5,9	0,88	1,48
13 July 2009	8,8	15,1	7,5	12,5	0,85	1,42
30 July 2009	13,7	11,7	11,7	18,9	0,85	1,38
23 August 2009	18,4	4,4	16,0	25,0	0,87	1,36
04 September 2009	21,6	0,2	18,4	30,4	0,85	1,41
Valor medio					0,86	1,41

Figura 32 . Valores típicos de pérdidas según el ángulo de incidencia y el grado de suciedad. Fuente [1] y fuente propia.

Analizado el comportamiento de las pérdidas respecto del ángulo de incidencia para diferentes grados de suciedad, se calcula una curva de comportamiento medio, Figura 33. La curva de comportamiento medio se normaliza a los valores obtenidos en la tabla de la Figura 32, para hacer coincidir el valor medio máximo y medio mínimo calculado.

En el siguiente gráfico se representan la curva de comportamiento medio y la curva corregida. La ecuación de la línea de tendencia de la curva corregida ajustada en los tramos finales, será utilizada para el cálculo de la distribución horaria de las pérdidas.

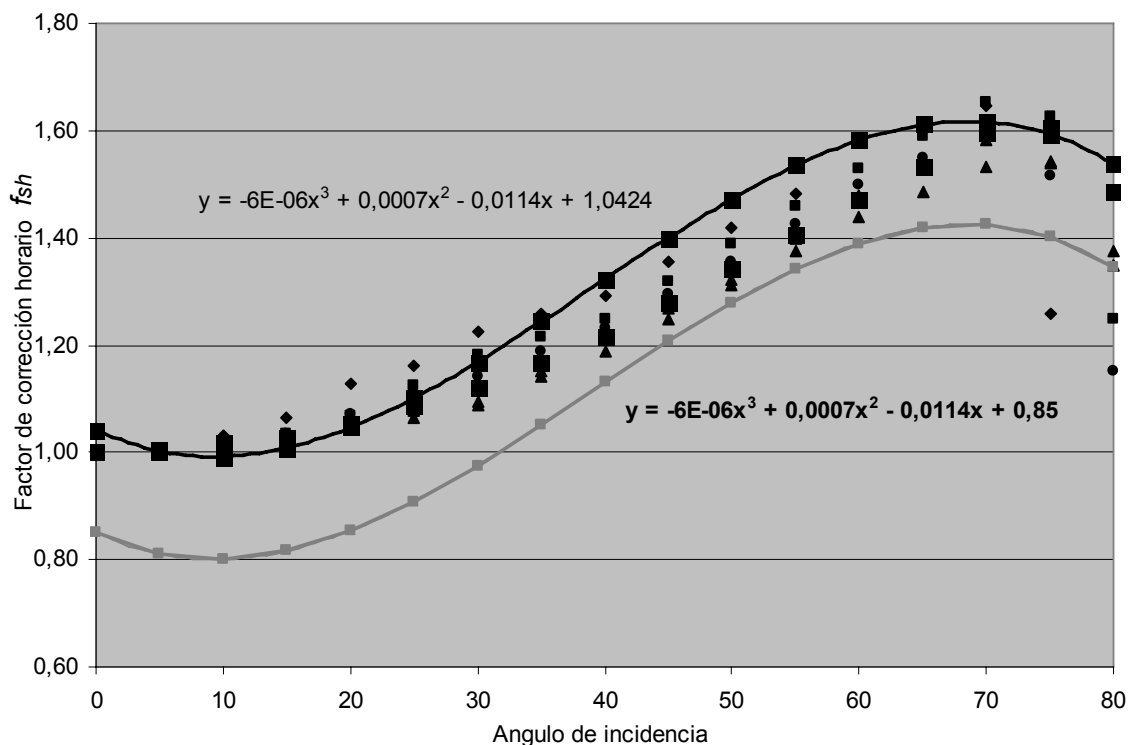


Figura 33. Factor de corrección f_{hs} en función del ángulo θ . Fuente [1] y elaboración propia

En función del ángulo de incidencia θ se utilizarán los siguientes factores de corrección horaria:

θ	f_{hs}
$<15^\circ$	0,86
$>80^\circ$	1,00
$15^\circ < \theta < 80^\circ$	$-6E-06 \cdot \theta^3 + 0,0007 \cdot \theta^2 - 0,0114 \cdot \theta + 0,85$

Figura 34. Valores de f_{hs} en función del ángulo θ . Fuente [1] y elaboración propia

Los valores obtenidos para la pérdidas horarias del día medio de cada mes se ajustan mensualmente mediante un valor constante As , de forma que para situaciones sin pérdidas por suciedad, el sumatorio de la distribución horaria calculada para cada mes coincida con el valor diario de las pérdidas. Para un mes j , As_j se calcula como:

$$As_j = \frac{\sum_{i=1}^{24} G_{hb}(\alpha, \beta)_{ij}}{\sum_{i=1}^{24} f_{hs_{ij}} \cdot G_{hs}(\alpha, \beta)_{ij}} \tag{59}$$

Para cada hora i del día medio del mes j puede calcularse un valor horario de radiación con pérdidas por suciedad expresado en kWh/m^2 , mediante la expresión:

$$G_{hs}(\alpha, \beta)_{ij} = As_j \cdot f_{hs_{ij}} \cdot (1 - Lks_j) \cdot G_{hb}(\alpha, \beta)_{ij} \tag{60}$$

Para una hora cualquiera i de un mes j tendremos unas pérdidas horarias por suciedad Lhs :

$$Lhs_{ij} = 1 - \frac{G_{hs}(\alpha, \beta)_{ij}}{G_{hb}(\alpha, \beta)_{ij}} \quad \text{y} \quad Chs_{ij} = 1 - Lhs_{ij} = As_j \cdot fhs_{ij} \cdot (1 - Lks_j) \quad (61)$$

Las pérdidas para un mes j respecto al día medio se calculan como:

$$Lms_j = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{24} G_{hs}(\alpha, \beta)_{ij}}{\sum_{i=1}^{24} G_{hb}(\alpha, \beta)_{ij}} \quad \text{con} \quad Cms_j = 1 - Lms_j \quad (62)$$

Las pérdidas y el coeficiente anual Cs respecto del día medio se calcula como:

$$Ls = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{12} dm_j \cdot G_{hs}(\alpha, \beta)_{ij}}{\sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{12} dm_j \cdot G_{hb}(\alpha, \beta)_{ij}} \quad \text{con} \quad Cs = 1 - Ls \quad (63)$$

Pérdidas por reflectancia angular

Al igual que ocurre con las pérdidas por sombreado en los sistemas fijos, la radiación incidente en un módulo fotovoltaico está frecuentemente desviada de la normal a su superficie. Esta desviación que puede ser calculada mediante el ángulo de incidencia θ es causa de pérdidas por reflexión, también denominadas pérdidas angulares. Adicionalmente, la suciedad acumulada en la superficie del módulo empeora el valor de transmitancia y contribuye a incrementar las pérdidas ocasionadas por este fenómeno.

En el siguiente gráfico que relaciona las pérdidas angulares en función del ángulo de incidencia y el grado de suciedad, se puede observar su efecto exponencial a partir de desviaciones superiores a los 60° , acentuándose para grados de suciedad crecientes.

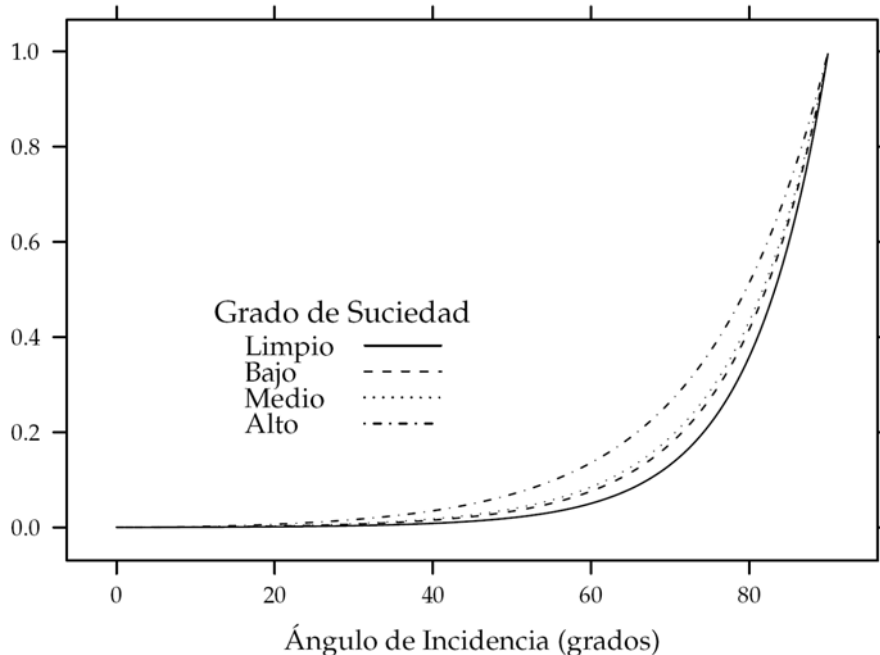


Figura 35. Pérdidas angulares en función del ángulo de incidencia. Fuente [3]

Se calculan las ecuaciones de las curvas del gráfico anterior, unificando el valor del grado de suciedad bajo-medio. Se establecen tres grados de suciedad, alto, medio y bajo de forma que a cada uno de ellos se les hace corresponder un número de días límite sin precipitaciones.

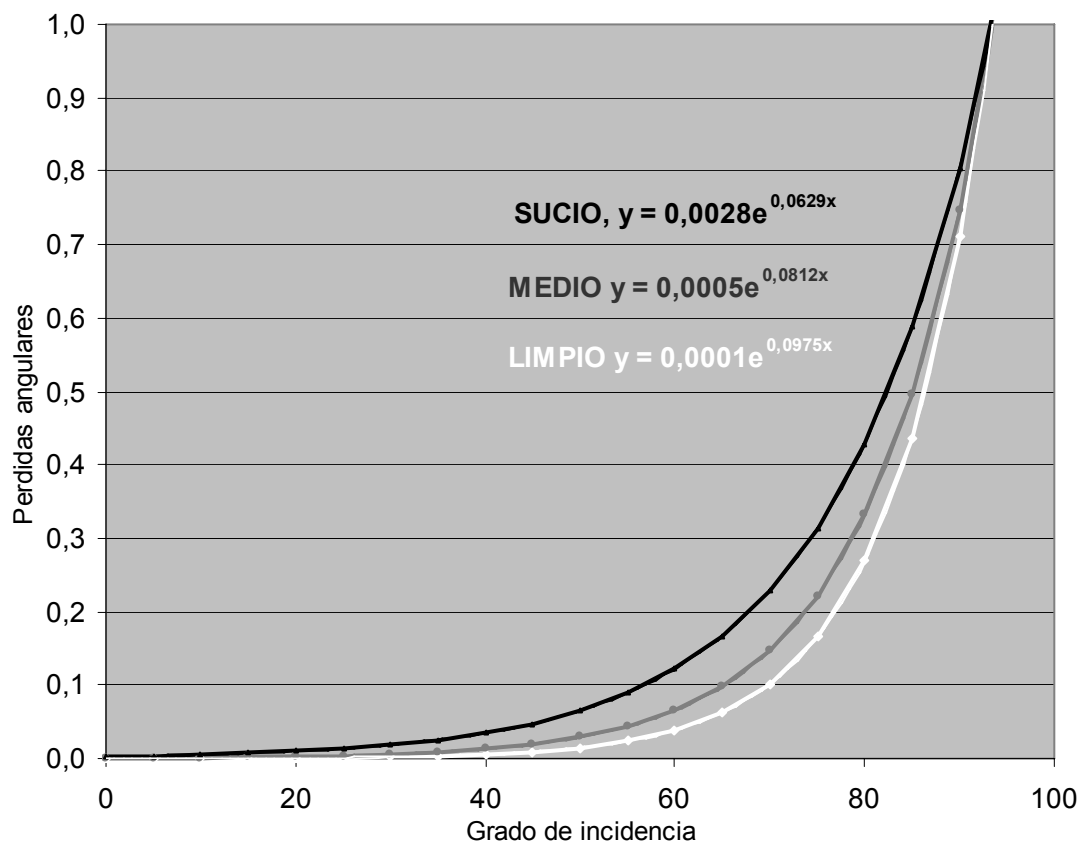


Figura 36. Pérdidas angulares en función del ángulo de incidencia. Fuente [3] y elaboración propia

En función del ángulo de incidencia θ se utilizarán los siguientes valores para el cálculo de las pérdidas angulares horarias Lhr :

Grado de suciedad	Días sin precip.	% pérdidas acumul.	% pérdidas medio	% pérdidas angulares horarias Lhr
BAJO	10	2,6	1,3	$0,0001 \cdot e^{0,0975 \cdot \theta}$
MEDIO	20	5,2	2,6	$0,0005 \cdot e^{0,0812 \cdot \theta}$
ALTO	40	10,4	5,2	$0,0028 \cdot e^{0,0629 \cdot \theta}$

Figura 37. Valor de pérdidas angulares en función de θ . Fuente [3] y elaboración propia

El número de días determinado para cada grado de suciedad, aunque no es un dato de entrada de cálculo es un parámetro ajustable en la hoja de cálculo.

Para cada hora i del día medio del mes j se obtendrá un valor horario de radiación con pérdidas angulares o por reflexión expresado en kWh/m^2 igual a:

$$G_{hr}(\alpha, \beta)_{ij} = (1 - Lhr_{ij}) \cdot G_{hs}(\alpha, \beta)_{ij} = (1 - Lhr_{ij}) \cdot Chs_{ij} \cdot Chb_{ij} \cdot G_h(\alpha, \beta)_{ij} \quad (64)$$

Para una hora cualquiera i de un mes j tendremos unas pérdidas horarias por reflexión Lhr :

$$Lhr_{ij} = 1 - \frac{G_{ha}(\alpha, \beta)_{ij}}{G_{hs}(\alpha, \beta)_{ij}} \quad y \quad Chr_{ij} = 1 - Lhr_{ij} \quad (65)$$

Las pérdidas para un mes j respecto al día medio se calculan como:

$$Lmr_j = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{24} G_{ha}(\alpha, \beta)_{ij}}{\sum_{i=1}^{24} G_{hs}(\alpha, \beta)_{ij}} \quad con \quad Cmr_j = 1 - Lmr_j \quad (66)$$

Las pérdidas y el coeficiente anual respecto del día medio se calculan como:

$$Lr = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{12} dm_j \cdot G_{ha}(\alpha, \beta)_{ij}}{\sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{12} dm_j \cdot G_{hs}(\alpha, \beta)_{ij}} \quad con \quad Cr = 1 - Lr \quad (67)$$

Con coeficientes y factores expresados en tanto por uno.

Pérdidas espectrales.

En la siguiente figura, la superficie más clara representa la radiación perpendicular a la superficie terrestre absorbida por la atmósfera, mientras que la más oscura representa la radiación solar que realmente alcanza la superficie terrestre.

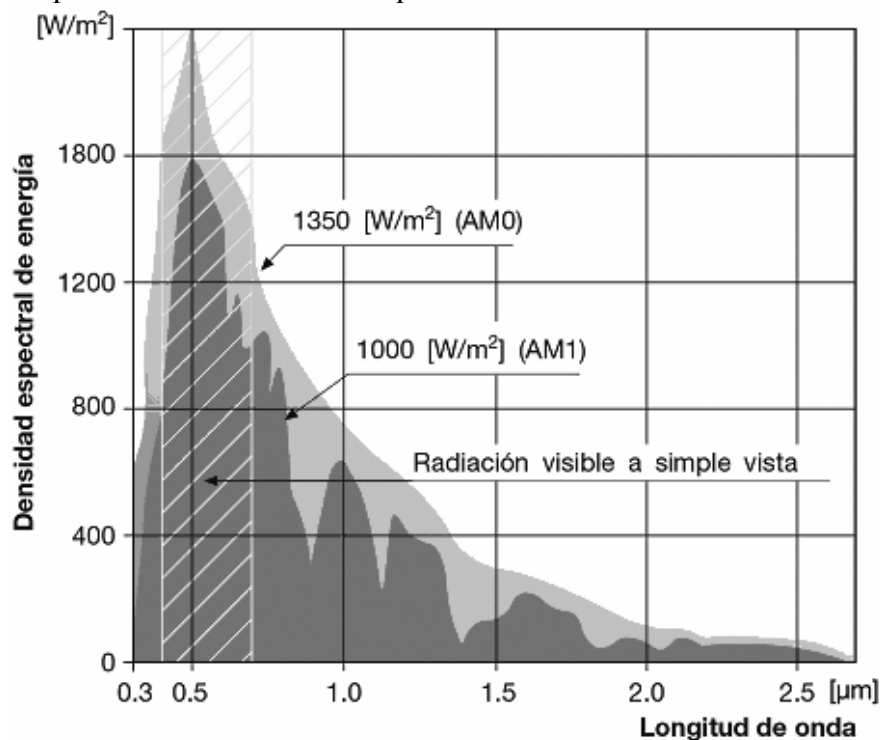


Figura 38. Espectro solar en la superficie terrestre. Fuente: Cuadernos Siemens

Los fenómenos atmosféricos, como la presencia de nubes, disminuyen la radiación incidente en la superficie terrestre, mientras que la absorción por vapor de agua, ozono y otros gases,

producen una modificación de las características espectrales de la radiación. Estos efectos se ven intensificados al aumentar la masa de aire que tienen que atravesar los rayos solares según se alejan de la incidencia vertical.

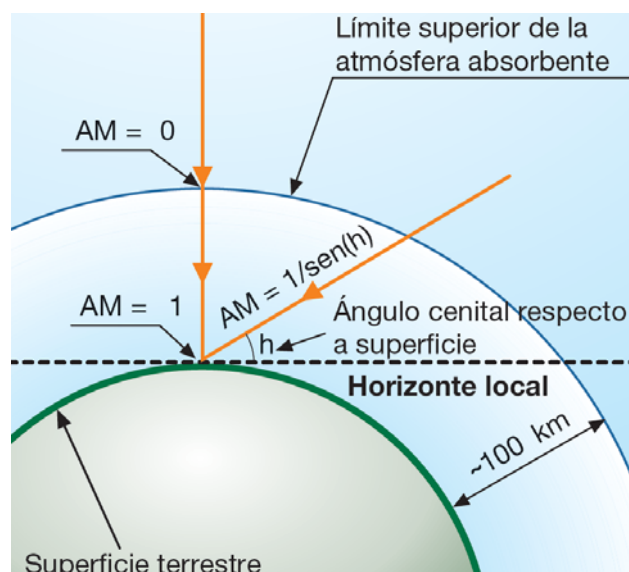


Figura 39. Variación horaria del valor AM. Fuente: Cuadernos Siemens

Para las pérdidas espectrales P_e , no se realizará una diferenciación ni mensual ni horaria. Se le asignará el valor constante de pérdidas $L_e = 0,5\%$. y su coeficiente $C_e = 0,995$

El valor estimado es un dato de entrada de valores para el cálculo, por lo que puede ser modificado o ajustado.

Para cada hora i del día medio del mes j se obtendrá un valor horario de radiación con pérdidas espectrales expresado en kWh/m^2 igual a:

$$G_{he}(\alpha, \beta)_{ij} = C_e \cdot G_{hr}(\alpha, \beta)_{ij} = C_e \cdot Chr_{ij} \cdot Chs_{ij} \cdot Chb_{ij} \cdot G_h(\alpha, \beta)_{ij} \quad (68)$$

Pérdidas de eficiencia por temperatura de los módulos.

Para el cálculo de las pérdidas por temperatura, recurriremos a la expresión que determina la potencia del generador en unas condiciones cualquiera de irradiancia y temperatura de la célula, método de Osterwarld:

$$P = P_{stc} \cdot \frac{G}{G_{stc}} [1 - \gamma (T_c - 25)] \quad \text{para } T_c = 25^\circ\text{C (STC)}, \quad P_{25} = P_{stc} \cdot \frac{G}{G_{stc}} \quad (69) \text{ y } (70)$$

Donde:

P es la potencia a calcular en kW

P_{stc} es la potencia máxima del generador en las condiciones STC en kW.

G_{stc} es la irradiancia en las condiciones de referencia, 1kW/m^2 .

G es la irradiancia efectiva.

T_c es la temperatura de la célula en $^\circ\text{C}$

γ es el coeficiente de variación del punto de máxima potencia con la temperatura.

Los valores de γ suelen oscilar entre $-0,0030^\circ\text{C}^{-1}$ y $-0,0050^\circ\text{C}^{-1}$, siendo para módulos de silicio cristalino un valor común $\gamma = -0,0044^\circ\text{C}^{-1}$.

Podemos calcular las pérdidas y el coeficiente de pérdidas por temperatura L_t para temperaturas de célula diferentes a 25°C como:

$$C_t = \frac{P}{P_{25}} = 1 - \gamma (T_c - 25) \quad L_t = \gamma (T_c - 25) \quad (71) \text{ y } (72)$$

La temperatura de la célula puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$T_c = T_a + G \frac{NOCT - 20}{800} \quad (73)$$

Donde:

T_a es la temperatura ambiente en °C.

G es la irradiancia efectiva descontadas las pérdidas calculadas anteriormente en kW/m².

$NOCT$ es la Temperatura de Operación Nominal del módulo para valores de $G = 0,8 \text{ kW/m}^2$.

Es un dato proporcionado por el fabricante, pero puede adoptarse $NOCT = 47^\circ\text{C}$ para el Si-c.

Se utilizará la aplicación que incluye la Guía Resumida del Clima en España proporcionada por AEMET, para obtener valores de temperatura medios, medios máximos y medios mínimos por meses para las diferentes localidades del territorio español. Con estos valores trataremos de calcular valores de temperatura horarios que sean de aplicación en el cálculo horario de las pérdidas por temperatura.

El comportamiento horario de las temperaturas entre el orto y el ocaso puede aproximarse de la siguiente forma: Durante el orto, se alcanzan las temperaturas medias mínimas, que experimentan un ascenso hasta alcanzar la media máxima entre la primera y la segunda hora siguiente al mediodía solar y desde ese punto descienden rápidamente hasta el ocaso y lentamente durante la noche hasta alcanzar el nuevo mínimo durante el orto del día siguiente. Para simplificar el comportamiento, supondremos un incremento lineal de las temperaturas hasta la primera hora posterior al medio día solar, las 13:00 hrs., medias máximas durante las 13:00 y las 14:00 de la tarde y un descenso también lineal de las temperaturas hasta el nuevo mínimo del día siguiente.

El siguiente gráfico representa una distribución horaria de las temperaturas siguiendo el criterio anterior para diferentes meses de año.

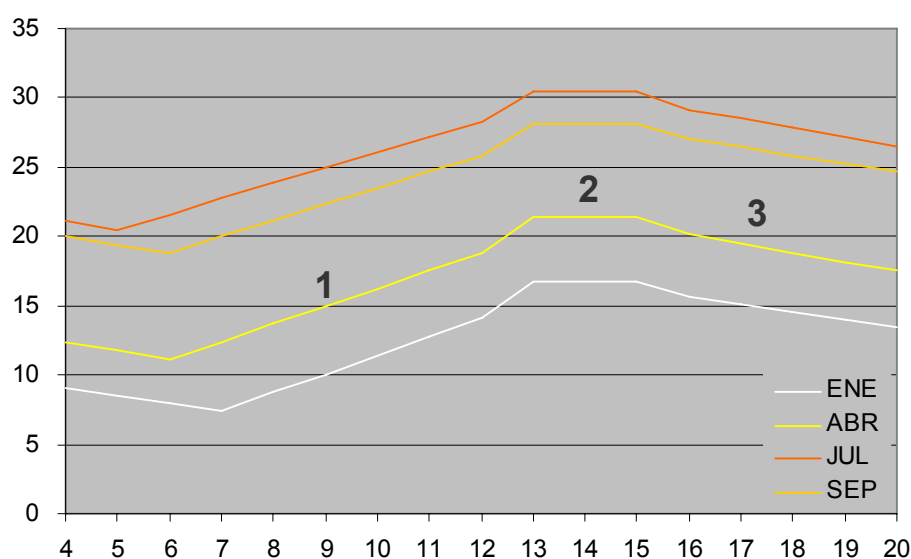


Figura 40. Comportamiento horario de las temperaturas. Fuente propia.

Para cada hora h podremos calcular las temperaturas Ta mediante la ecuación de la recta que pasa por dos puntos:

$$\text{Para el Tramo 1, } hort_n \leq h \leq 13 \quad Ta = \frac{TaM - Tam}{13 - hort_n}(h - hort_n) + Tam \quad (74)$$

$$\text{Para el Tramo 2, } h = 13, h = 14 \quad Ta = TaM \quad (75)$$

$$\text{Para el Tramo 3, } 14 \leq h \leq hort_{n+1} \quad Ta = \frac{Tam - TaM}{(hort_{n+1} + 24) - 15}(h - 14) + TaM \quad (76)$$

Donde:

$hort_n$ = hora a la que se produce el orto del día n .

$hort_{n+1}$ = hora a la que se produce el orto del día $n+1$ o día siguiente.

TaM = temperatura ambiente media máxima.

Tam = temperatura ambiente media mínima

La temperatura máxima corresponde a un valor horario constante para todos los días del año (de 13:00 a 14:00hrs), mientras que el valor horario de la temperatura mínima varía en función de la hora a la que se produce el orto. Para el cálculo de esta hora utilizaremos el valor absoluto redondeado con cero decimales obtenido mediante la siguiente expresión:

$$h = \left| -12(-\omega_s/15) \right| \quad \text{y} \quad \omega_s = -\arccos(-\text{tg}\phi \cdot \text{tg}\delta) \quad (77) \text{ y } (78)$$

Donde:

ω_s es el ángulo horario a la salida del sol expresado en grados

ϕ es la latitud del lugar

δ es la declinación del lugar

Mediante las ecuaciones (74), (75), (76) y la ecuación (73), podemos calcular para una hora cualquiera i de un mes j la temperatura Ta_{ij} , y su correspondiente temperatura de célula Tc_{ij} , a partir de los valores de temperatura medios máximos y mínimos.

Aplicando las ecuaciones (69) y (70), para una hora cualquiera i de un mes j , tenemos que la pérdida de potencia en función de la temperatura Pt_{ij} puede expresarse como:

$$Pt_{ij} = Pstc \cdot \frac{G_{he}(\alpha, \beta)_{ij}}{Gstc} [1 - \gamma(Tc_{ij} - 25)] \quad \text{en kW} \quad (79)$$

$$\text{para } Tc_{ij} = 25^\circ C \quad Pt_{ij25} = Pstc \cdot \frac{G_{he}(\alpha, \beta)_{ij}}{Gstc} \quad (80)$$

Para una hora cualquiera i de un mes j tendremos unas pérdidas horarias por temperatura Lht_{ij} y un coeficiente de pérdidas por temperatura Ch_{ij} , iguales a:

$$Lht_{ij} = \frac{Pt_{ij}}{Pt_{ij25}} = 1 - \gamma(Tc_{ij} - 25) \quad \text{y} \quad Ch_{ij} = 1 - Lht_{ij} \quad (81) \text{ y } (82)$$

Las pérdidas para un mes j respecto al día medio se calculan como:

$$Lmt_j = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{24} G_{he}(\alpha, \beta)_{ij} \cdot [1 - \gamma(Tc_{ij} - 25)]}{\sum_{i=1}^{24} G_{he}(\alpha, \beta)_{ij}} \quad \text{con} \quad Cmt_j = 1 - Lmt_j \quad (83)$$

Las pérdidas y el coeficiente de pérdidas anuales respecto del día medio se calculan como:

$$Lt = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{12} dm_j \cdot G_{he}(\alpha, \beta)_{ij} \cdot [1 - \gamma(Tc_{ij} - 25)]}{\sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{12} dm_j \cdot G_{he}(\alpha, \beta)_{ij}} \quad \text{con} \quad Ct = 1 - Lt \quad (84)$$

Para cada hora i del día medio del mes j se obtendrá un valor horario de energía de radiación con pérdidas por temperatura expresado en kWh/m² igual a:

$$G_{ht}(\alpha, \beta)_{ij} = G_{he}(\alpha, \beta)_{ij} \cdot (1 - Lht_{ij}) = Cht_{ij} \cdot Ce \cdot Chr_{ij} \cdot Chs_{ij} \cdot Chb_{ij} \cdot G_h(\alpha, \beta)_{ij} \quad (85)$$

Pérdidas por desviaciones de la potencia nominal de los módulos.

Los módulos admiten una tolerancia de fabricación respecto a la potencia nominal de salida. Esta tolerancia puede ser por exceso o por defecto y normalmente es facilitada por el fabricante. Como cálculo conservador, escogeremos la tolerancia de fabricación negativa.

Esta pérdida de potencia no tendrá una diferenciación ni mensual ni horaria y se le asignará un valor inicial constante de referencia para módulos de silicio cristalino $Lp = 2\%$, y un coeficiente $Cp = 0,98$

El valor estimado es un dato de entrada de valores para el cálculo, por lo que puede ser ajustado al valor real de un producto conocido.

Para cada hora i del día medio del mes j se obtendrá un valor horario de energía de radiación con pérdidas por desviaciones de la potencia nominal expresado en kWh/m² igual a:

$$G_{hp}(\alpha, \beta)_{ij} = G_{ht}(\alpha, \beta)_{ij} \cdot (1 - Lp) = Cp \cdot Cht_{ij} \cdot Ce \cdot Chr_{ij} \cdot Chs_{ij} \cdot Chb_{ij} \cdot G_h(\alpha, \beta)_{ij} \quad (86)$$

Pérdidas en la configuración del generador.

Como se ha considerado anteriormente, los módulos no son elementos idénticos y admiten tolerancias de fabricación. Estas tolerancias respecto de la potencia nominal pueden traducirse como una diferente respuesta en los parámetros de salida de voltaje e intensidad.

Al combinar diferentes módulos en serie (strings) y paralelo para configurar el generador, se producen pérdidas por desacoplo entre los parámetros de salida de los módulos.

Estas pérdidas pueden ser minimizadas mediante la selección de los módulos que van a configurar los strings o mediante inversores que en lugar de realizar un único paralelo, gestionen el seguimiento de máxima potencia de los strings de forma separada.

Para las pérdidas por desacoplo o mismatch asignaremos un valor inicial constante de referencia $Ld = 1,5\%$ y un coeficiente $Cd = 0,985$ que no tendrá diferenciación ni mensual ni horaria.

El valor estimado es un dato de entrada que puede ser modificado.

Para cada hora i del día medio del mes j se obtendrá un valor horario de energía de radiación con pérdidas por desacoplo o mismatch expresado en kWh/m² igual a:

$$G_{hd}(\alpha, \beta)_{ij} = G_{hp}(\alpha, \beta)_{ij} \cdot (1 - Ld) = Cd \cdot Cp \cdot Cht_{ij} \cdot Ce \cdot Chr_{ij} \cdot Chs_{ij} \cdot Chb_{ij} \cdot G_h(\alpha, \beta)_{ij} \quad (87)$$

Pérdidas óhmicas en la parte del generador.

El tema objeto de estudio considera instalaciones medianas y pequeñas, siendo en este tipo de instalaciones frecuente colocar los inversores anexos al generador o en lugares próximos, con lo que las pérdidas del cableado de enlace entre ambos suelen ser mínimas.

La distancia entre ambos es un dato de entrada que puede ser modificado al igual que la sección del conductor.

El valor de radiación horario calculado en la expresión (88), incluye todas las pérdidas producidas en el generador hasta la entrada del inversor, exceptuando las pérdidas óhmicas.

Para un generador de potencia nominal P_{stc} , podemos calcular la energía producida por el generador durante una hora cualquiera i de un mes j a la entrada del inversor, exceptuando las pérdidas óhmicas, en kWh, mediante la siguiente expresión:

$$Ehd_{ij} = P_{stc} \cdot \frac{G_{hd}(\alpha, \beta)_{ij}}{G_{stc}} \cdot t = P_{stc} \cdot G_{hd}(\alpha, \beta)_{ij} \cdot 1 = \tilde{P}hd_{ij} \quad (88)$$

Donde:

t es el tiempo de integración, es este caso horario =1.

$G_{stc} = 1 \text{ kWh/m}^2$.

$\tilde{P}hd_{ij}$ es el valor de potencia para la hora i del mes j a la entrada del inversor, exceptuando las pérdidas óhmicas.

Las siguientes notaciones \tilde{P}, \tilde{G} se utilizarán para establecer una igualdad entre valores de potencia y energía cuando la integración es horaria ($t = 1$), sabiendo en todo caso que se trata de parámetros conceptualmente diferentes y con unidades diferentes.

Normalmente la potencia que entra al inversor no se suministra por una sola línea, siendo habitual que el inversor tenga varias entradas con una conexión en paralelo en su interior.

Para el cálculo de las pérdidas óhmicas o de caída de tensión, se tendrá en cuenta el número de entradas activas del inversor. Podemos calcular la energía suministrada por el generador en cada entrada al inversor, exceptuando las pérdidas óhmicas, para una hora i del mes j , como:

$$Ehd_{ij}(p) = \frac{P_{stc}}{I} \cdot \frac{G_{hd}(\alpha, \beta)_{ij}}{G_{stc}} \cdot t = p \cdot G_{hd}(\alpha, \beta)_{ij} = \tilde{P}hd_{ij}(p) \quad (89)$$

Donde:

I es el número de entradas activas del inversor. Se supone un reparto equilibrado de potencia entre las entradas.

p es la potencia resultado de dividir la potencia nominal P_{stc} entre el número de entradas.

$\tilde{P}hd_{ij}(p)$ es el valor de potencia para la hora i del mes j en cada una de las entradas activas del inversor, exceptuando las pérdidas óhmicas

Para el cálculo de las pérdidas óhmicas del cableado de la parte de corriente continua durante una hora cualquiera i de un mes j utilizaremos la ecuación (89) y la siguiente expresión:

$$Lhc_{ij}(p) = \frac{2\rho \cdot \tilde{P}hd_{ij}(p) \cdot Dcc}{Vcc^2 \cdot Sc} = \frac{2\rho \cdot p \cdot Dcc}{Vcc^2 \cdot Sc} \cdot G_{hd}(\alpha, \beta)_{ij} \quad (90)$$

$$Chc_{ij}(p) = 1 - Lhc_{ij}(p) \quad (91)$$

Donde:

$\rho = 0,0176 \text{ } \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ es la resistividad eléctrica del cobre.

D_{cc} es la distancia media del cable de enlace entre el generador y el inversor en m. El valor de entrada es la medida real simple y será en los cálculos donde se tenga en cuenta la singularidad de la corriente continua para duplicar el valor de la distancia.

V_{cc} es el voltaje de corriente continua del string en V. Este valor puede ser sustituido por el valor medio del rango de entrada al inversor. Supondremos que este valor se mantiene constante.

S_{cc} es la sección del conductor de cobre. Como recomendación usaremos 6mm^2 .

Los valores D_{cc} , V_{cc} y S_{cc} , son datos de entrada que pueden ser modificados.

Las pérdidas para un mes j respecto al día medio se calculan como:

$$L_{mc_j}(p) = \frac{\sum_{i=1}^{24} Chc_{ij} \cdot G_{hd}(\alpha, \beta)_{ij}}{\sum_{i=1}^{24} G_{hd}(\alpha, \beta)_{ij}} \quad C_{mc_j}(p) = 1 - L_{mc_j} \quad (92) \text{ y } (93)$$

Las pérdidas y el coeficiente anual de pérdidas respecto del día medio se calcula como:

$$L_c(p) = \frac{\sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^{24} Chc_{ij} \cdot G_{hd}(\alpha, \beta)_{ij}}{\sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^{24} G_{hd}(\alpha, \beta)_{ij}} \quad C_c(p) = 1 - L_c(p) \quad (94) \text{ y } (95)$$

Para cada hora i del día medio del mes j se obtendrá un valor horario de energía de radiación con pérdidas totales a la entrada del inversor, considerando unas pérdidas óhmicas equivalentes a una potencia p (potencia de las entradas activas al inversor) expresado en kWh/m^2 , igual a:

$$G_{hc}(\alpha, \beta)_{ij} = G_{hd}(\alpha, \beta)_{ij} \cdot (1 - L_{hc}(p)_{ij}) = Chc(p)_{ij} \cdot G_{hd}(\alpha, \beta)_{ij} \quad (96)$$

$$G_{hc}(\alpha, \beta)_{ij} = Chc(p)_{ij} \cdot C_d \cdot C_p \cdot C_{ht_{ij}} \cdot C_e \cdot C_{hr_{ij}} \cdot C_{hs_{ij}} \cdot C_{hb_{ij}} \cdot G_h(\alpha, \beta)_{ij} \quad (97)$$

La energía a la entrada del inversor también puede ser expresada en función de la radiación óptima considerando el coeficiente de pérdidas por orientación e inclinación, expresado en kWh/m^2 como:

$$G_{hc}(\alpha, \beta)_{ij} = Chc(p)_{ij} \cdot C_d \cdot C_p \cdot C_{ht_{ij}} \cdot C_e \cdot C_{hr_{ij}} \cdot C_{hs_{ij}} \cdot C_{hb_{ij}} \cdot C_{ho_{ij}} \cdot G_h(0, \beta_{opt})_{ij} \quad (98)$$

$$G_{gen_{ij}} = G_{hc}(\alpha, \beta)_{ij} = C_{cc_{ij}} \cdot C_{hb_{ij}} \cdot G_h(\alpha, \beta)_{ij} = C_{cc_{ij}} \cdot C_{hb_{ij}} \cdot C_{ho_{ij}} \cdot G_h(0, \beta_{opt})_{ij} \quad (99)$$

Siendo $C_{cc_{ij}}$ el coeficiente horario de pérdidas que agrupa todas las pérdidas del generador excepto las de orientación-inclinación y las de sombreado. De la misma manera puede calcularse el coeficiente mensual C_{cc_j} y anual C_{cc} de pérdidas que agrupa todas las pérdidas del generador a la entrada del inversor excepto las de orientación-inclinación y sombreado.

$G_{gen_{ij}}$, es un término de energía de radiación que acumula todas las pérdidas producidas en la parte del generador.

Pérdidas del inversor

Las pérdidas del inversor tienen su origen en la propia eficiencia energética del inversor y en los errores que pueden producirse en el seguimiento del punto de máxima potencia.

Los algoritmos desarrollados actualmente han mejorado la capacidad de localizar y seguir el punto de trabajo lo más próximo posible al punto de máxima potencia de la característica I-V del generador fotovoltaico, no obstante, cuando las condiciones de radiación son variables, por ejemplo los días de alternancia de nubes y claros y en momentos de baja radiación, el inversor puede situarse fuera del punto óptimo de trabajo y no extraer la máxima potencia posible provocando pérdidas de eficiencia en la conversión.

Para simular el comportamiento del inversor se utiliza la siguiente expresión polinomial de la eficiencia en función de la potencia que se recibe a la entrada del inversor P_{int} (%):

$$\eta = \frac{P_{int} - (b_0 + b_1 \cdot P_{int} + b_2 \cdot P_{int}^2)}{P_{int}} \quad \text{y} \quad P_{int} = \frac{P_{ent} (kW)}{P_{nom} (kW)} \quad (100) \text{ y } (101)$$

b_0 , b_1 y b_2 son coeficientes de pérdidas característicos del inversor.

Para obtener diferentes comportamientos de rendimiento basados en el modelo polinomial, se han dado diferentes valores a b_0 , b_1 y b_2 obteniendo los siguientes resultados:

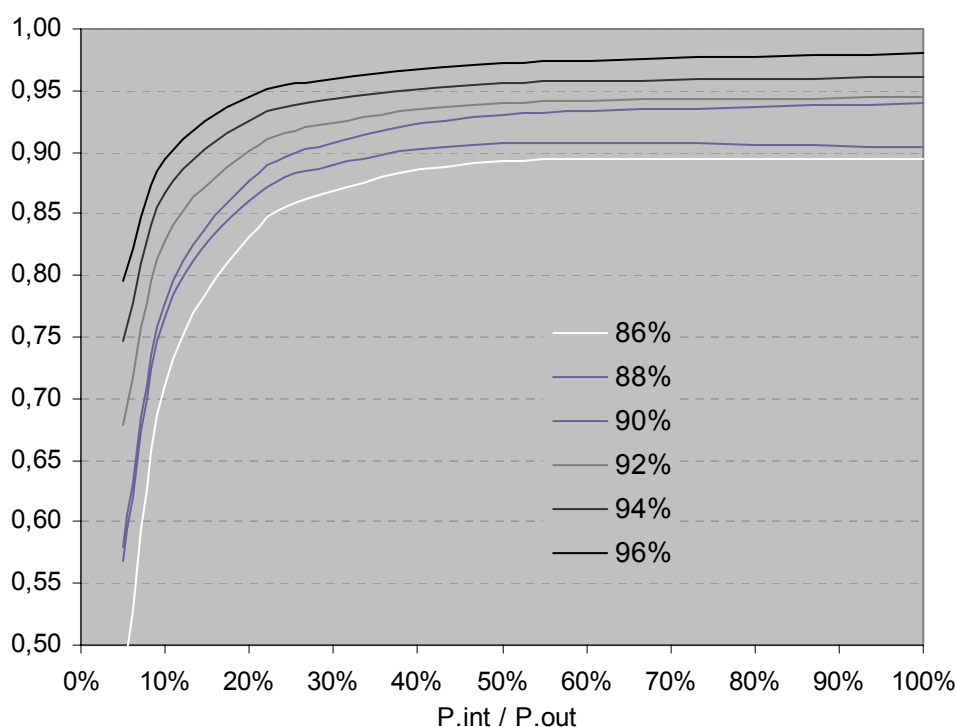


Figura 41. Comportamiento teórico de inversores según su rendimiento. Fuente propia.

Para cada terna de valores, se ha obtenido un tipo de inversor, hasta seis, con eficiencias que van desde el 86% hasta el 96%.

La eficiencia obtenida para cada inversor se ha calculado siguiendo el criterio de eficiencia europea

$$\eta_E = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,1 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,2 \cdot \eta_{100\%} \quad (102)$$

En función del criterio de rendimiento seleccionado para el inversor, se calculará la eficiencia del inversor para cada hora del día medio de cada mes. Normalmente los inversores dejan de generar cuando la energía a la entrada del inversor no supera un umbral mínimo de

aproximadamente el 5% de su potencial nominal. Este parámetro se tendrá en cuenta a la hora de evaluar el comportamiento del inversor.

El umbral mínimo de puesta en marcha es un dato de entrada y puede modificarse.

La potencia de entrada horaria en tanto por uno, calculada desde valores de potencia en kW para un generador, en una hora cualquiera i de un mes j , puede expresarse utilizando las ecuaciones (99) y (101) como:

$$P_{int_{ij}} = \frac{P_{ent_{ij}}(kW)}{P_{nom}(kW)} = \frac{P_{ent_{ij}}}{P_{stc}} = \frac{1}{P_{stc}} P_{stc} \frac{G_{gen_{ij}}}{G_{stc}(1kW)} = \tilde{G}_{gen_{ij}} \quad (103)$$

La integración horaria permite igualar los valores de Energía y Potencia.

El rendimiento horario del inversor y las pérdidas para una hora cualquiera i de un mes j pueden calcularse como:

$$\eta_{inv_{ij}} = \frac{\tilde{G}_{gen_{ij}} - (b_0 + b_1 \cdot \tilde{G}_{gen_{ij}} + b_2 \cdot \tilde{G}_{gen_{ij}}^2)}{\tilde{G}_{gen_{ij}}} \quad y \quad Linv_{ij} = 1 - \eta_{inv_{ij}} \quad (104)$$

La energía horaria a la entrada $E_{gen_{ij}}$ y a la salida del inversor $E_{inv_{ij}}$ para un generador de potencia nominal P_{stc} en una hora cualquiera i de un mes j puede calcularse en kWh, mediante las siguientes expresiones:

$$E_{gen_{ij}} = P_{stc} \cdot G_{gen_{ij}} \quad y \quad E_{inv_{ij}} = E_{gen_{ij}} \cdot \eta_{inv_{ij}} = P_{stc} \cdot G_{gen_{ij}} \cdot \eta_{inv_{ij}} \quad (105) \text{ y } (106)$$

Las pérdidas para un mes j respecto al día medio se calculan como:

$$Linv_j = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{24} \eta_{inv_{ij}} \cdot E_{gen_{ij}}}{\sum_{i=1}^{24} E_{gen_{ij}}} = 1 - \eta_{inv_j} \quad (107)$$

Las pérdidas anuales respecto del día medio se calculan como:

$$Linv = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{12} dm_j \cdot \eta_{inv_{ij}} \cdot E_{gen_{ij}}}{\sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{12} dm_j \cdot E_{gen_{ij}}} = 1 - \eta_{inv} \quad (108)$$

Pérdidas óhmicas en la parte de corriente alterna.

Las pérdidas óhmicas en la parte de corriente alterna se producen por caída de tensión en las líneas de enlace del inversor con el cuadro de protecciones de corriente alterna y con la red. Estas pérdidas dependen principalmente de la longitud, sección y tipo de conductor.

La integración horaria permite igualar valores de energía y potencia, por lo que la potencia horaria a la salida del inversor $P_{inv_{ij}}$, puede calcularse mediante la ecuación (106), siendo:

$$P_{inv_{ij}} = \tilde{E}_{inv_{ij}} \quad \text{expresado en kW} \quad (109)$$

Para el cálculo de las pérdidas óhmicas del cableado de la parte de corriente alterna durante una hora cualquiera i de un mes j , utilizaremos la siguiente expresión:

$$Lha_{ij} = \frac{2\rho \cdot P_{inv_{ij}} \cdot Dac}{Vac^2 \cdot Sac} = \frac{2\rho \cdot Dac}{Vac^2 \cdot Sac} \cdot \tilde{E}_{inv_{ij}} \quad (110)$$

Siendo el coeficiente horario de pérdidas igual a:

$$Cha_{ij} = 1 - Lha_{ij} \quad (111)$$

Las pérdidas para un mes j respecto al día medio se calculan como:

$$Lma_j = \frac{2\rho \cdot Dac}{Vac^2 \cdot Sac} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{24} (\tilde{E}_{inv_{ij}})^2}{\sum_{i=1}^{24} \tilde{E}_{inv_{ij}}} \quad Ccm_j = 1 - Lcm_j \quad (112) \text{ y } (113)$$

Las pérdidas y el coeficiente anual de pérdidas respecto del día medio se calcula como:

$$La = \frac{2\rho \cdot Dac}{Vac^2 \cdot Sac} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{12} (\tilde{E}_{inv_{ij}})^2}{\sum_{i=1}^{24} \sum_{j=1}^{12} \tilde{E}_{inv_{ij}}} \quad y \quad Ca = 1 - La \quad (114) \text{ y } (115)$$

Donde:

$\rho = 0.0176 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ es la resistividad eléctrica del cobre.

Dca es la distancia del cable de enlace entre el inversor y el punto de acceso a la red, en m.

Vca es el voltaje a la salida del inversor. Se considera para el voltaje un valor de 240V, al suponer para este tipo de instalaciones que la conexión en la red se realiza de forma monofásica. El cálculo resulta conservador ya que para mismos valores de potencia, valores de tensión de 400V supondrían menores pérdidas por caída de tensión en la línea

Sca es la sección del conductor de cobre. Adoptamos un valor de 6mm² que es el mínimo exigido por el RGBT.

Los valores Dac y Sac , son datos de entrada que pueden ser modificados.

Otras pérdidas en la parte de corriente alterna.

Se contemplan otras posibles pérdidas Lg , que tengan su origen en cortes de corriente, fallos de los equipos, pruebas, test, mantenimientos, etc.

Asignaremos un valor inicial constante de referencia $Lg = 0,5\%$ y un coeficiente $Cg = 0,995$ que no tendrá diferenciación ni mensual ni horaria.

$$Cg = 1 - Lg \quad (116)$$

El valor de Lg es un dato de entrada que puede ajustarse.

Pérdidas por degradación.

Se estiman unas pérdidas por degradación anual de los módulos y de los equipos en general del 1%. Este valor es un dato de entrada para el cálculo que puede ser modificado.

Las pérdidas por degradación no tendrán ningún efecto en los cálculos de eficiencia del generador ni del sistema, pero si en los resultados de amortización de la instalación.

Rendimiento del generador.

Se calculará el rendimiento anual del generador como producto de los coeficientes anuales de pérdidas que afectan al generador por el rendimiento del módulo en condiciones STC.

$$\eta_{gen} = \eta_{mod} \cdot Co \cdot Cb \cdot Ccc \quad (117)$$

Donde:

η_{mod} , es el rendimiento de los módulos que configuran el generador en condiciones STC.

Co , es el coeficiente de pérdidas por orientación e inclinación diferente de la óptima.

Cb , es el coeficiente de pérdidas por sombreado.

Ccc , es el coeficiente que agrupa el resto de pérdidas del generador hasta la entrada al inversor siendo $Ccc = Cs \cdot Cr \cdot Ce \cdot Ct \cdot Cp \cdot Cd \cdot Cc$, donde Ce , Cp y Cd son coeficientes constantes y el resto pueden calcularse mediante las ecuaciones (63), (67), (84) y (95).

El cálculo del rendimiento del generador durante una hora cualquiera i de un mes j , y el rendimiento mensual de un mes j , puede calcularse sustituyendo los coeficientes de pérdidas anuales, por los horarios y mensuales respectivamente.

Cualquier coeficiente de pérdidas C puede ser expresado en función del valor de pérdidas como $C = 1 - L$ y viceversa.

Rendimiento del sistema

El rendimiento anual del sistema es el resultado de multiplicar el rendimiento anual del generador por el rendimiento del inversor y por los coeficientes anuales de pérdidas que se producen en la parte de corriente alterna.

$$\eta_{sis} = \eta_{gen} \cdot \eta_{inv} \cdot Ca \cdot Cg = \eta_{mod} \cdot Co \cdot Cb \cdot Ccc \cdot \eta_{inv} \cdot Cca \quad (118)$$

Donde:

η_{gen} es la eficiencia anual del generador anual.

η_{inv} es la eficiencia anual del inversor.

$Ca(K)$ es el coeficiente de pérdidas óhmicas de corriente alterna anual considerando la potencia del generador.

Cg es el coeficiente anual de otras pérdidas en la parte de corriente alterna.

Cca el coeficiente anual que agrupa todas las pérdidas de la parte de corriente alterna excepto en inversor.

$$Cca = Ca \cdot Cg \quad (119)$$

El cálculo del rendimiento del sistema durante una hora cualquiera i de un mes j , y el rendimiento mensual de un mes j , puede calcularse sustituyendo los coeficientes de pérdidas anuales, por los horarios y mensuales respectivamente.

Perfomace Ratio

El Perfomance Ratio mide teóricamente el rendimiento energético de la instalación sin tener en cuenta la radiación solar incidente y el tamaño del generador.

Es un parámetro que nos permite evaluar las pérdidas de la instalación y actuar sobre aquellas que afectan al diseño de la instalación con el objetivo de mejorar el rendimiento del sistema

Calcularemos el Performance Ratio anual de la instalación como producto de todos los coeficientes anuales de pérdidas calculados anteriormente.

$$PR = Co \cdot Cb \cdot Ccc \cdot \eta_{inv} \cdot Cca \quad (120)$$

Para el cálculo del Performance Ratio mensual, del mes j utilizaremos la expresión equivalente:

$$PR_j = Cmo_j \cdot Cmb_j \cdot Ccc_j \cdot \eta_{inv_j} \cdot Cca_j \quad (121)$$

Para el cálculo del Performance Ratio horario de una hora i , del mes j utilizaremos la expresión equivalente:

$$PR_{ij} = Cho_{ij} \cdot Chb_{ij} \cdot Ccc_{ij} \cdot \eta_{inv_{ij}} \cdot Cca_{ij} \quad (122)$$

Todos los términos se expresan en tanto por uno.

Los coeficientes de pérdidas óhmicas que se incluyen en Ccc y Cca podrían haberse calculado sin considerar la potencia del generador, adaptando la sección del cable de forma que el resultado final del cálculo fuese independiente de su potencia. No obstante, como la sección de los cables (secciones normalizadas), se mantiene constante en tanto no se sobrepasen los límites de caída de tensión exigibles, los coeficientes de pérdidas varían para dos potencias diferentes con una misma sección de conductor, cuando no se sobrepasen los límites de caída de tensión establecidos.

Aunque las diferencias son pequeñas se han tenido en cuenta para el cálculo horario.

Energía generada por el sistema.

La energía horaria generada por el sistema para una hora cualquiera i de un mes j para un generador de potencia nominal $Pstc$ puede calcularse utilizando la ecuación (99) y (105) como:

$$\begin{aligned} Eca_{ij} &= Egen_{ij} \cdot \eta_{inv_{ij}} \cdot Cca_{ij} = Pstc \cdot Ggen_{ij} \cdot \eta_{inv_{ij}} \cdot Cca_{ij} = \\ &= Pstc \cdot G_h(0, \beta_{opt})_{ij} \cdot Cho_{ij} \cdot Chb_{ij} \cdot Ccc_{ij} \cdot \eta_{inv_{ij}} \cdot Cca_{ij} = Pstc \cdot G_h(0, \beta_{opt}) \cdot PR_{ij} \end{aligned} \quad (123)$$

La energía mensual para un mes j puede calcularse en kWh, como:

$$Eca_j = Pstc \cdot \sum_{i=1}^{24} dm_j \cdot G_h(0, \beta_{opt})_{ij} \cdot PR_{ij} \quad \text{siendo } dm_j \text{ los días del mes } j \quad (124)$$

La energía anual puede calcularse en kWh, como:

$$Eca = Pstc \cdot \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^{24} dm_j \cdot G_h(0, \beta_{opt})_{ij} \cdot PR_{ij} = Pstc \cdot \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^{24} dm_j \cdot G_h(\alpha, \beta)_{ij} \cdot PR_{ij}^* \quad (125)$$

PR_{ij}^* expresa todas las pérdidas de la instalación excepto las de orientación e inclinación.

La radiación en todas las ecuaciones está expresada en kWh/m².

Yield anual de producción.

El Yield anual es un parámetro de producción que nos permite conocer la capacidad de generación que tiene nuestro sistema por cada Kwp instalado. Este parámetro será determinante a la hora de valorar la viabilidad de las instalaciones, ya que cuanto menor sea

la capacidad de producir energía por cada kWp instalado, mayor será el tiempo necesario para el retorno de la inversión.

El Yield anual de producción se define como el cociente entre la energía diaria producida y la potencia pico del generador y también como la energía que es capaz de producir un generador de 1kWp.

Puede expresarse en función de la ecuación (125) en kWh como:

$$Yield = \frac{Eca}{Pstc} = \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^{24} dm_j \cdot G_h(0, \beta_{opt})_{ij} \cdot PR_{ij} = \sum_{j=1}^{12} \sum_{i=1}^{24} dm_j \cdot G_h(\alpha, \beta)_{ij} \cdot PR_{ij}^* \quad (126)$$

5.2.4.- Evaluación del modelo de radiación horario basado en el modelo 2.

Para la evaluación de pérdidas del modelo 2 utilizaremos los resultados de pérdidas horarias calculados para el modelo de radiación horario basado en el día medio de cada mes, excepto para las pérdidas que se producen por inclinación-orientación, las de sombreado y las del inversor que serán recalculadas en función de los valores obtenidos para la radiación máxima media, la radiación mínima media y la radiación de los días nublados obtenida a partir del modelo del día medio de cada mes.

Los valores de pérdidas utilizados del modelo horario basado en el día medio de cada mes, se ajustarán a cada día del año mediante interpolación lineal.

En este modelo al considerar diferentes tipos de día en un mismo mes con diferente radiación y temperatura de la del día medio, se producirán desviaciones sobre el valor real de las pérdidas, principalmente las relacionadas con la temperatura. No obstante se acepta el valor horario del día medio interpolado como valor de pérdidas para el modelo 2 en la parte de las pérdidas previa a la entrada del inversor.

Pérdidas a la entrada del inversor.

Las pérdidas a la entrada del inversor, expresadas mediante coeficientes de pérdidas, son iguales que para el modelo de radiación horario basado en el día medio de cada mes, excepto las de inclinación-orientación y sombreado, por lo que la energía horaria a la entrada del inversor pueden expresarse en función de las ecuaciones (43), (99) y (105) en kWh, como:

$$Egen_{i,nj} = Pstc \cdot Ggen_{i,nj,MOD2} = Pstc \cdot G_h(\alpha, \beta)_{i,nj} \cdot Chb_{i,nj} \cdot Ccc_{ij} \quad (127)$$

Donde $Chb_{i,nj}$ es el coeficiente de pérdidas por sombreado calculado mediante la ecuación (53) para la radiación máxima media, la radiación mínima media y la radiación de los días nublados obtenida a partir del modelo del día medio de cada mes.

Cuando se dimensiona un sistema fotovoltaico de autoconsumo para cubrir una demanda con integración anual, es decir que durante un año la energía generada iguale a la consumida, el acoplamiento de las curvas de generación y de la demanda o consumo, provoca normalmente que en las horas centrales del día, la generación supera a la demanda, siendo deficitaria durante el resto del día, sobre todo en las horas nocturnas cuando no existe generación. En las curvas de generación del día medio de cada mes, ocurre siempre que la generación de las horas centrales del día supera a la demanda existente en dichas horas.

El modelo 2 contempla cinco tipos de días para cada mes con resultados de radiación que van desde la media mínima del mes, hasta la media máxima. Se ha recalculado para este modelo la respuesta del inversor, por suponer que en los días de baja radiación el inversor puede tener un rendimiento muy inferior al calculado para el día medio, llegando incluso en horas medias del día o no cubrir la demanda.

Es evidente que también se producirá un retardo en el arranque durante el orto y un adelanto en la parada durante el ocaso, lo que supondrá adicionalmente mayores pérdidas que el modelo de radiación horario basado en el día medio de cada mes.

La variabilidad que introduce este modelo en la radiación y en las pérdidas permite establecer diferencias cuando se compensan saldos de generación y consumo entre la integración diaria y la mensual.

Pérdidas del inversor.

La potencia de entrada horaria para una hora i del día n de un mes j para el modelo 2, en valores de tanto por uno, $P_{int_{i,nj,MOD2}}$, puede expresarse en función de la ecuación (103) como:

$$P_{int_{i,nj,MOD2}} = \frac{P_{ent_{i,nj,MOD2}} (kW)}{P_{stc} (kW)} = \frac{1}{P_{stc}} P_{stc} \frac{G_{gen_{i,nj,MOD2}}}{G_{stc}} = \tilde{G}_{gen_{i,nj,MOD2}} \quad (128)$$

$\tilde{G}_{gen_{i,nj,MOD2}}$ representa el valor sin unidades del término de energía de radiación que acumula todas las pérdidas producidas en la parte del generador para la hora i del día n del mes j , calculadas mediante interpolación lineal de los valores del término de energía de radiación que acumula todas las pérdidas producidas en la parte del generador para la hora i del día medio del mes j , $G_{gen_{ij}}$.

El rendimiento horario del inversor para una hora cualquiera i de un día n del mes j puede calcularse como:

$$\eta_{inv_{i,nj}} = \frac{\tilde{G}_{gen_{i,nj,MOD2}} - (b_0 + b_1 \cdot \tilde{G}_{gen_{i,nj,MOD2}} + b_2 \cdot \tilde{G}_{gen_{i,nj,MOD2}}^2)}{\tilde{G}_{gen_{i,nj,MOD2}}} \quad (129)$$

$$y \quad L_{inv_{i,nj}} = 1 - \eta_{inv_{i,nj}} \quad (130)$$

La energía horaria a la entrada del inversor $E_{gen_{i,nj}}$ y a la salida del inversor $E_{inv_{i,nj}}$ para un generador de potencia nominal P_{stc} en una hora cualquiera i de un día n del mes j puede calcularse en kWh, mediante las siguientes expresiones:

$$E_{gen_{i,nj}} = *E_{gen_{id}} = P_{stc} \cdot G_{gen_{i,nj,MOD2}} = P_{stc} \cdot G_{gen_{id}} \quad (131)$$

$$E_{inv_{i,nj}} = *E_{inv_{id}} = E_{gen_{i,nj}} \cdot \eta_{inv_{i,nj}} = E_{gen_{id}} \cdot \eta_{inv_{id}} \quad (132)$$

*También puede ser expresada en función del día del año d , siendo $d = nj$ y $d = 1,2,3,\dots, 365$.

Las pérdidas para un mes j con un total del d_j días (con $d_j = 28, 30$ o 31), se calcula como:

$$L_{inv_{j,MOD2}} = 1 - \frac{\sum_{n=1}^{d_j} \sum_{i=1}^{24} \eta_{inv_{i,nj}} \cdot E_{gen_{i,nj}}}{\sum_{i=1}^{24} E_{gen_{i,nj}}} = 1 - \eta_{inv_{j,MOD2}} \quad (133)$$

Las pérdidas anuales para los d días del año se calculan como:

$$L_{inv_{MOD2}} = 1 - \frac{\sum_{d=1}^{365} \sum_{i=1}^{24} \eta_{inv_{id}} \cdot E_{gen_{id}}}{\sum_{d=1}^{365} \sum_{i=1}^{24} E_{gen_{id}}} = 1 - \eta_{inv_{MOD2}} \quad (134)$$

Rendimiento del generador.

El rendimiento del generador puede expresarse mediante la ecuación (117).

$$\eta_{gen_{MOD2}} = \eta_{gen} = \eta_{mod} \cdot Co \cdot Cb_{MOD2} \cdot Ccc \quad (135)$$

Siendo Cb_{MOD2} el coeficiente de pérdidas anual por sombreado del modelo 2.

Rendimiento del sistema.

El rendimiento anual del sistema para el modelo 2, puede calcularse en función de la ecuación (118), como:

$$\eta_{sis_{MOD2}} = \eta_{gen} \cdot \eta_{inv_{MOD2}} \cdot Cca = \eta_{mod} \cdot Co \cdot Cb_{MOD2} \cdot Ccc \cdot \eta_{inv_{MOD2}} \cdot Cca \quad (136)$$

El cálculo de las pérdidas en el modelo 2 se reduce al considerar la diferencia de pérdidas que existe por diferente rendimiento del inversor.

Perfomace Ratio

El rendimiento anual del sistema para el modelo 2 puede calcularse en función de la ecuación (120) como:

$$PR_{MOD2} = Co \cdot Cb_{MOD2} \cdot Ccc \cdot \eta_{inv_{MOD2}} \cdot Cca \quad (137)$$

Energía generada por el sistema.

La energía horaria generada por el sistema para una hora cualquiera i de un día n de un mes j o para una hora i de un día cualquiera del año d , puede calcularse mediante la ecuación (123) en kWh, como:

$$EG_{di} = EG_{i,nj} = Pstc \cdot G_h(\alpha, \beta)_{i,nj} \cdot Chb_{i,nj} \cdot Ccc_{ij} \cdot \eta_{inv_{i,nj}} \cdot Cca_{ij} \quad \text{con } d = nj \quad (138)$$

La energía diaria para un día n de un mes j o expresado como un día cualquiera del año d , puede calcularse en kWh, como:

$$\begin{aligned} EG_d = EG_{nj} &= Pstc \cdot \sum_{i=1}^{24} G_h(\alpha, \beta)_{i,nj} \cdot Chb_{i,nj} \cdot Ccc_{ij} \cdot \eta_{inv_{i,nj}} \cdot Cca_{ij} = \\ &= Pstc \cdot \sum_{i=1}^{24} G_h(\alpha, \beta)_{id} \cdot Chb_{id} \cdot Ccc_{ij} \cdot \eta_{inv_{id}} \cdot Cca_{ij} \quad \text{con } d = nj \quad (139) \end{aligned}$$

La energía mensual para un mes j de dm días ($dm = 28, 30$ o 31 días), puede calcularse en kWh, como:

$$EG_j = \sum_{n=1}^{dm} \sum_{i=1}^{24} EG_{i,nj} \quad (140)$$

La energía anual puede calcularse como suma mensual o diaria de energía, en kWh:

$$EG = \sum_{j=1}^{12} EG_j = \sum_{d=1}^{365} EG_d \quad (141)$$

Yield anual de producción.

El Yield anual puede expresarse en función de la ecuación (141) y (139) en kWh como:

$$Yield_{MOD2} = \frac{EG}{Pstc} = \sum_{j=1}^{12} \sum_{n=1}^{dm} \sum_{i=1}^{24} G_h(\alpha, \beta)_{i,nj} \cdot Chb_{i,nj} \cdot Ccc_{ij} \cdot \eta_{inv_{i,nj}} \cdot Cca_{ij} \quad (142)$$

Siendo dm el número de días de cada mes ($dm = 28, 30$ o 31 días).

5.3 CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA.

5.3.1.- Introducción

En el presente estudio se trata el consumo de energía eléctrica desde cuatro perfiles de consumo que se dan principalmente en cuatro sectores del entorno urbano, comercio y pymes, restauración, hoteles y residencial.

El estudio está orientado hacia pequeños consumidores que pueden compensar su demanda con pequeñas y medianas instalaciones conectadas en baja tensión. Normalmente estos consumidores están rodeados de otros consumidores capaces de dar salida a sus excedentes de producción inyectados a la red, ya que en casi todos los perfiles tienen consumos medios altos durante las horas de mayor generación.

Son un objetivo prioritario los tejados y envolventes de edificios bien orientados, cubiertas de pequeñas naves, mobiliario urbano, y todas aquellas superficies aprovechables de los núcleos de población que puedan tener un aprovechamiento solar.

A pesar de centrarnos en este tipo de pequeñas y medianas instalaciones, hay que tener en cuenta que en su conjunto llegan a superar el 50% del consumo de energía eléctrica de todo el país.

5.3.2.- Perfiles de consumo eléctrico

Para el análisis de los perfiles de consumo se ha recurrido al Atlas de Demanda Eléctrica publicado por Red Eléctrica Española.

Partiendo de su información gráfica, se crearán cuatro perfiles horarios de consumo, el perfil residencial, el perfil del sector de comercial, el perfil de sector restauración y el perfil del sector hotelero.

Perfil residencial.

El perfil residencial o de los hogares es de marcada estacionalidad, con un incremento del consumo en los meses de invierno, cuando los días se acortan y la climatología adversa hace que la actividad se desarrolle dentro de los hogares.

El consumo es máximo en los meses de diciembre y enero como puede observarse en la siguiente gráfica.

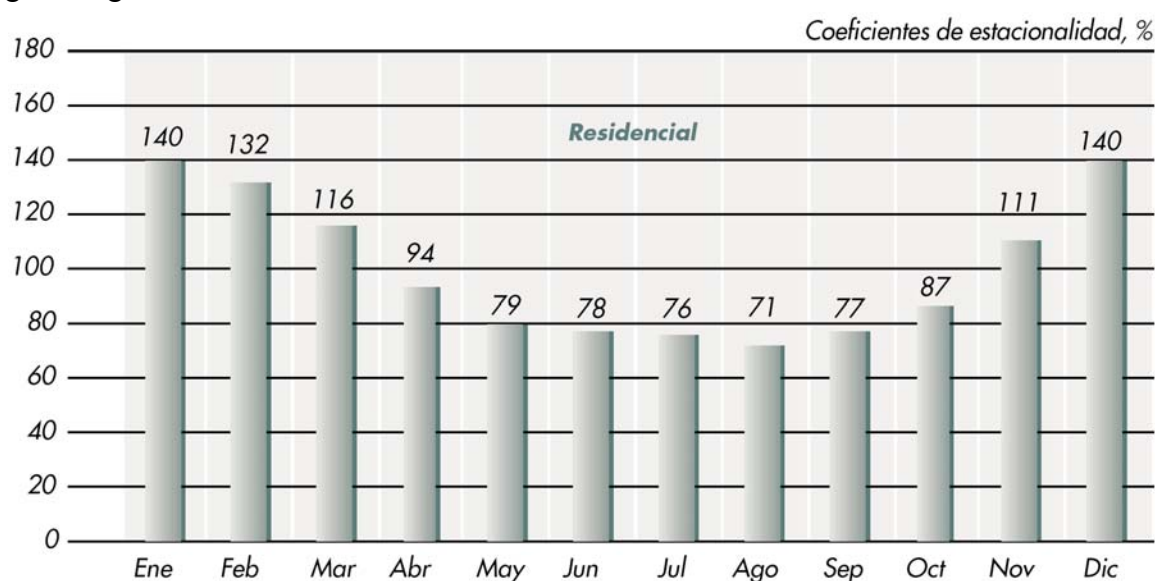


Figura 42. Coeficientes de estacionalidad para el perfil residencial. Fuente REE [4].

La distribución horaria del consumo residencial tiene un comportamiento creciente a lo largo del día siendo máximo a partir de las horas en las que finaliza la actividad laboral y se cierra el comercio.

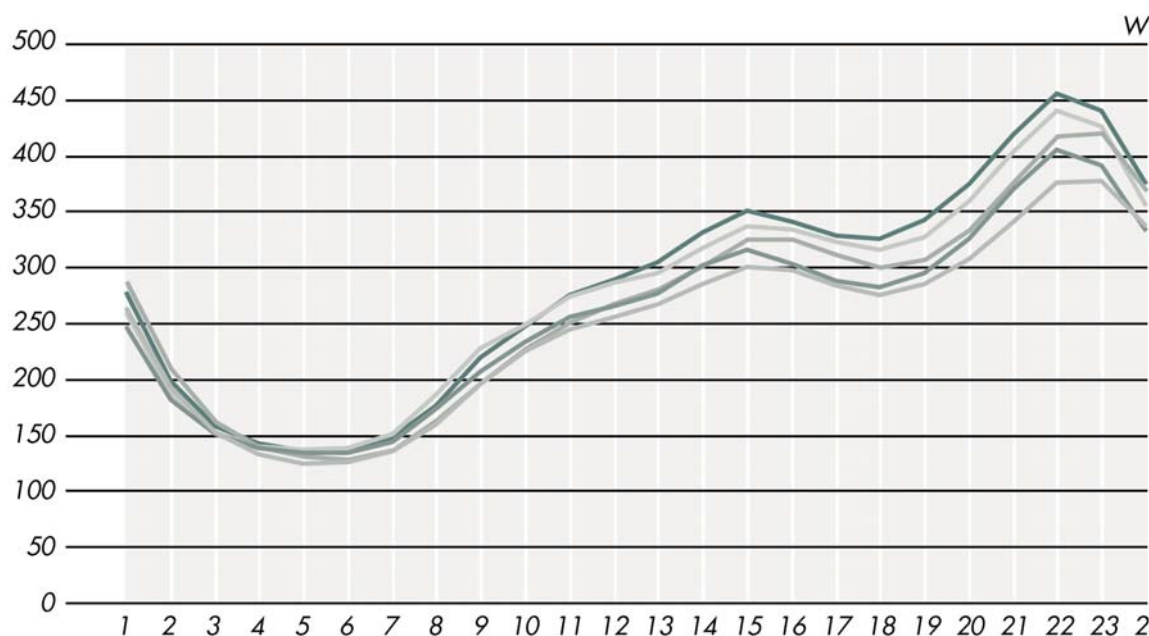


Figura 43. Consumo medio horario en W para el perfil residencial. Fuente REE [4].

Respecto al tipo de día característico, se tendrá en consideración el mayor exceso producido durante los sábados y el exceso moderado de los domingos, en comparación con el valor que se utilizará de base, que será el valor medio de los días laborables.

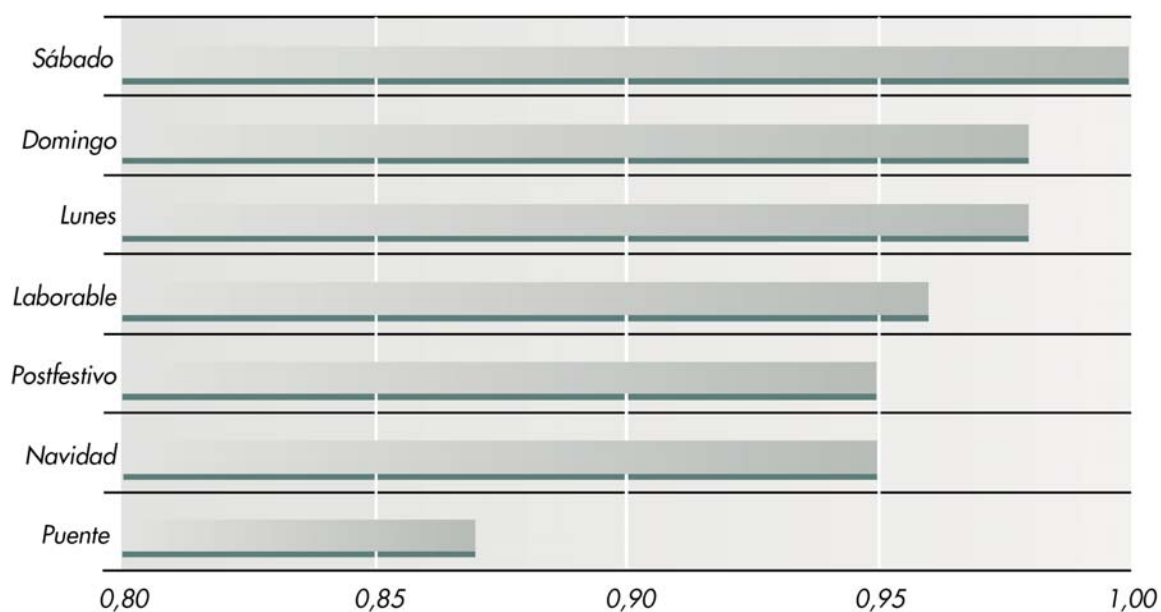


Figura 44. Consumo relativo al sábado por tipo de día. Fuente REE [4].

Perfil de comercio.

El perfil de consumo hace referencia al sector alimentación (no de grandes superficies), comercios en general, oficinas de servicios orientadas a los ciudadanos, locales de recreo y

pequeñas y medianas empresas que desarrollan su actividad durante el horario laboral de lunes a viernes.

En el siguiente gráfico se puede evaluar el coeficiente de estacionalidad del consumo en porcentaje mensual respecto al 100% anual. Se comprueba que las puntas de consumo coinciden con los meses de invierno.

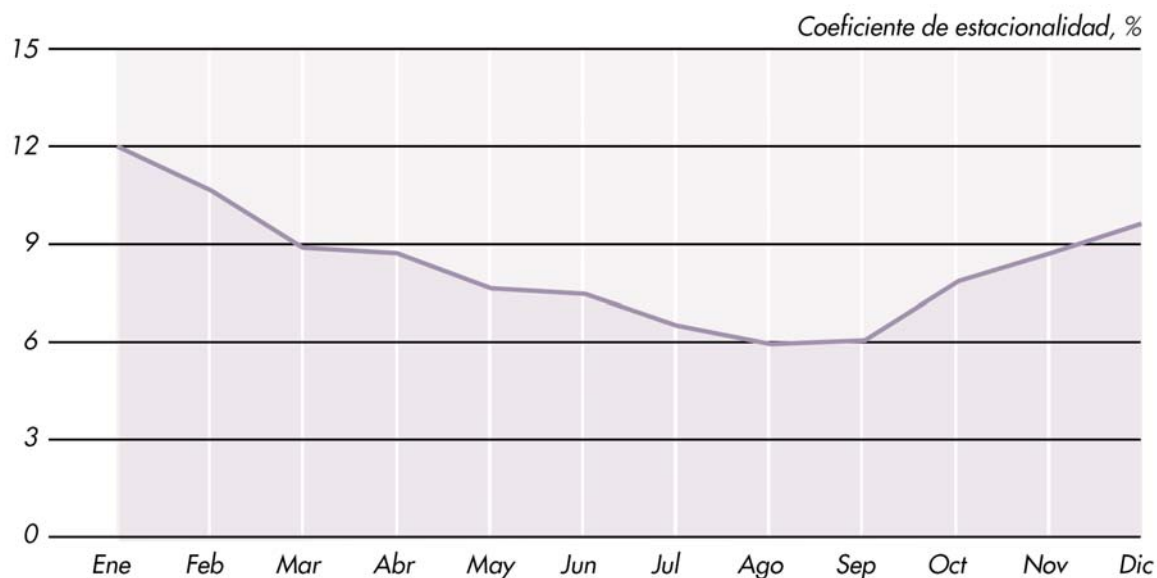


Figura 45. Coeficientes de estacionalidad para el perfil comercial. Fuente REE [4].

La distribución diaria del consumo horario, se observa que está fuertemente ligada al horario laboral, con notables descensos de consumo en las horas en que los establecimientos, las oficinas y las pequeñas empresas permanecen cerradas.

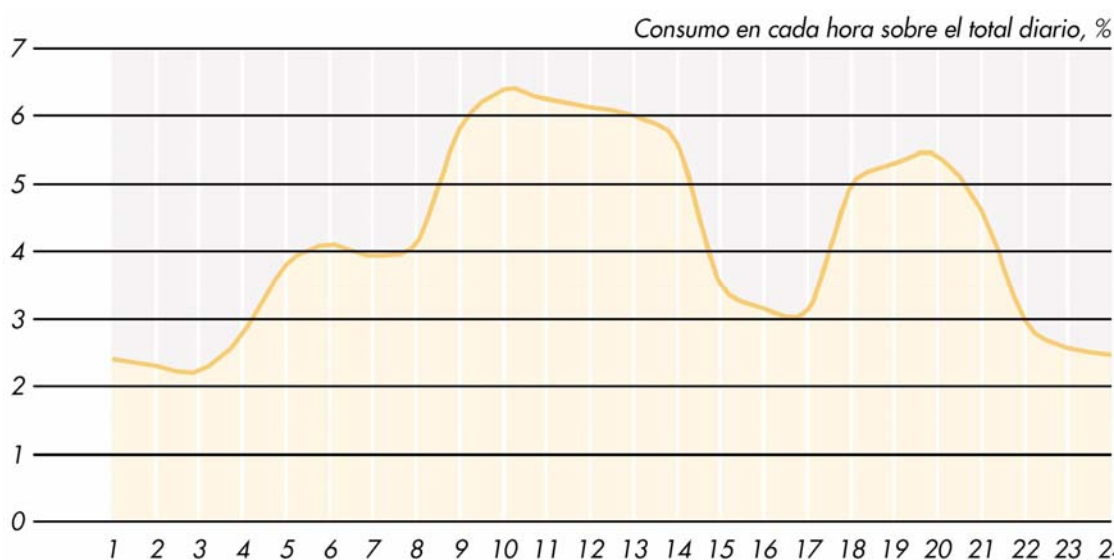


Figura 46. Consumo medio horario en porcentaje para el perfil comercial. Fuente REE [4].

La figura anterior corresponde a un perfil horario laboral, y dada la característica de este sector, en el que una parte cesa su actividad los sábados y la mayoría los domingos y festivos, será necesario hacer ajustes para el consumo de esos tipos de días.

Perfil de restauración.

El sector restauración está fuertemente ligado al ámbito urbano. Dentro de este sector se incluyen los bares, cafeterías y restaurantes. En el siguiente gráfico se muestra la componente estacional en forma de consumo medio en kWh, siendo máxima en los meses de verano, coincidiendo con el periodo vacacional.



Figura 47. Consumo mensual medio para el perfil de restauración. Fuente REE [4].

En los siguientes gráficos se muestra la distribución horaria de un día medio de invierno y otro de verano. El comportamiento del consumo para ambos días es similar alcanzándose sus máximos durante la franja horaria de la comida y de la cena. Dentro de este sector los fines de semana y los festivos deben tener una consideración especial al producirse un incremento en la actividad, especialmente los sábados, por lo que se deberá hacer un ajuste para este tipo de días respecto al día laborable.

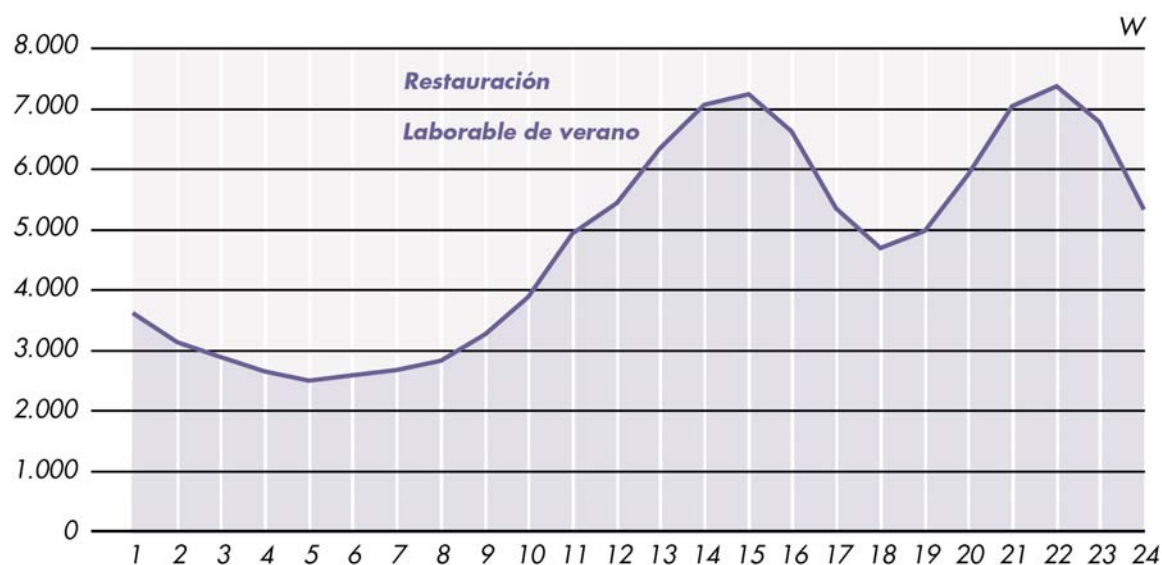


Figura 48. Potencia media demandada horaria verano. Perfil restauración. Fuente REE [4]

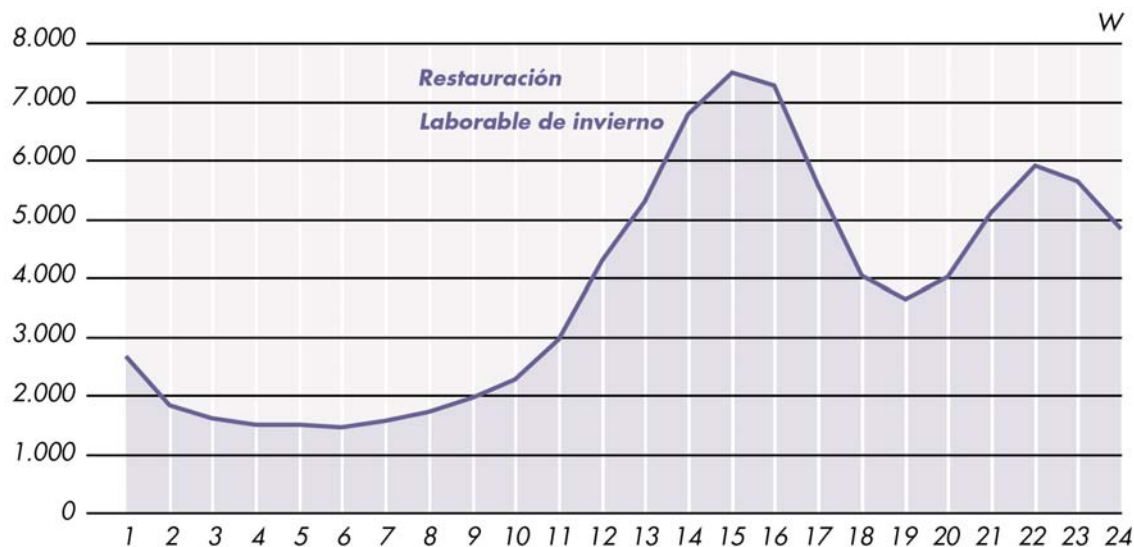


Figura 49. Potencia media demandada horaria invierno. Perfil restauración. Fuente REE [4].

Perfil sector hotelero

Dentro del sector hotelero consideramos: Hoteles, hostales, pensiones, bloques de apartamentos en régimen de alquileres, etc, siempre dentro del entorno urbano.

Al igual que ocurre con el sector de restauración su componente estacional está fuertemente marcado por el periodo estival.

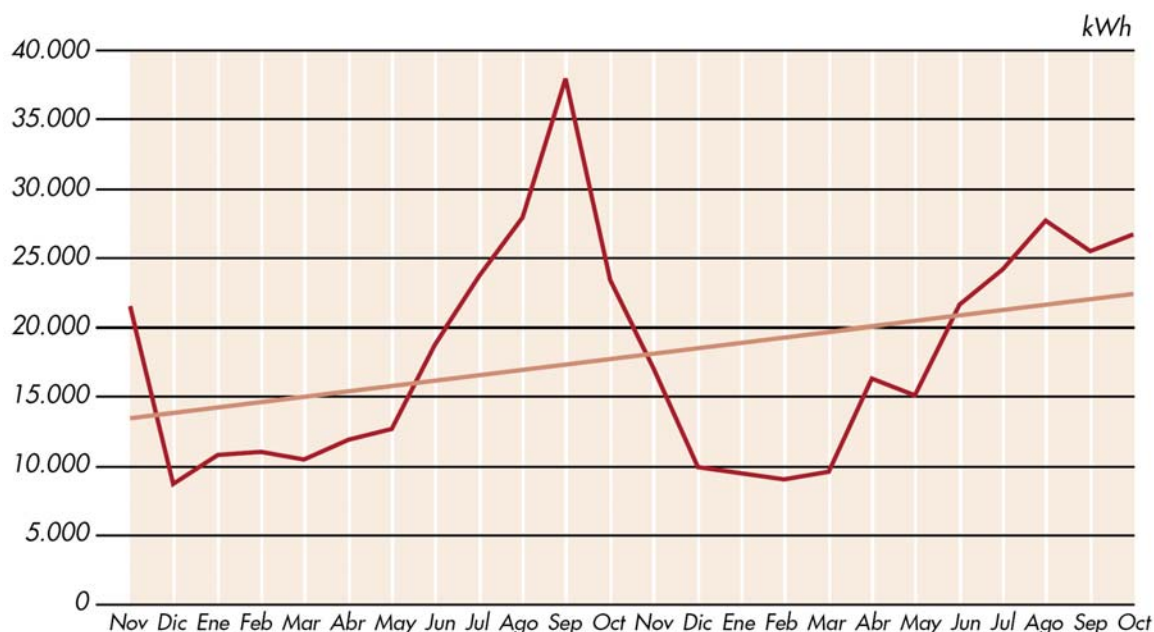


Figura 50. Consumo mensual medio para el perfil hotelero. Fuente REE [4].

El comportamiento horario de este perfil marca máximos de consumo durante la mañana y a primeras horas de la noche, coincidiendo con los horarios de máxima actividad del sector. Este consumo obedece al comportamiento característico del turista, que normalmente abandona el alojamiento después del desayuno para desarrollar actividades principalmente, fuera del hotel y regresa durante el horario de la cena.

Al igual que ocurre con el sector de restauración, se produce un incremento de actividad durante los fines de semana y los días festivos, siendo máximo durante los sábados.

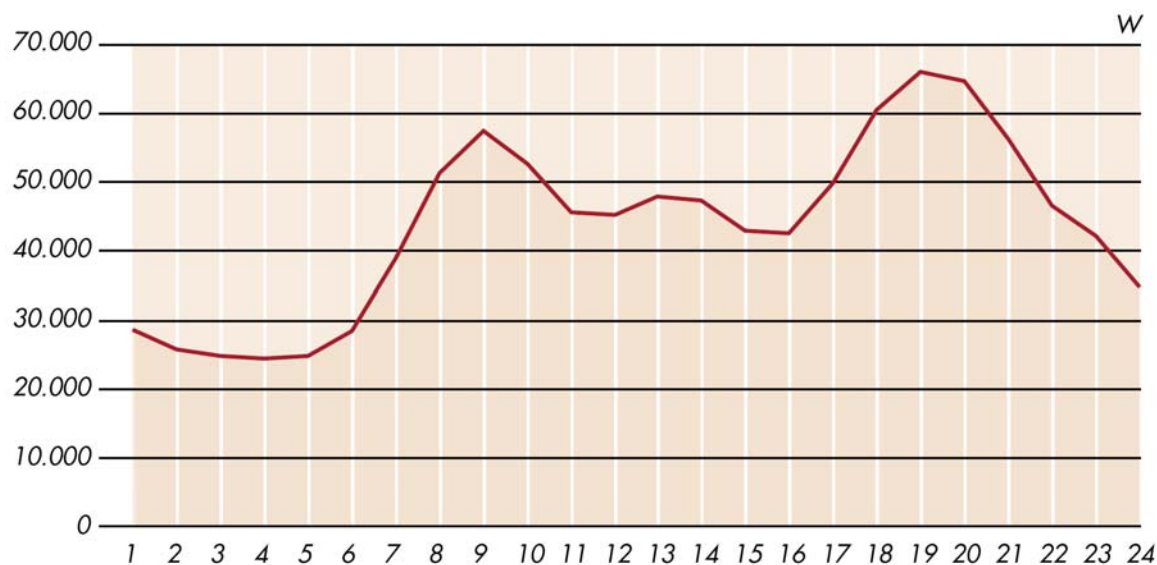


Figura 51. Potencia media demandada en W para el perfil hotelero. Fuente REE [4].

5.3.3.- Consumo de energía horario

El tratamiento de la información obtenida de forma gráfica, con bases de referencia, mensuales, horarias, diarias y en diferentes unidades (porcentajes, unidades de energía, etc.), se ha realizado de la siguiente manera:

La distribución del consumo diario por horas para cada perfil se realizará en tanto por cien, representando el 100% el consumo total diario. Para una hora i de un mes j , puede calcularse la distribución horaria de la energía DEh_{ij} en tanto por cien como:

$$DEh_{ij} = \frac{Vh_{ij}}{\sum_{i=1}^{24} Vh_{ij}} \cdot 100 \quad (143)$$

Vh_{ij} es el valor horario de la hora i obtenido de forma gráfica en cualquier unidad.

La distribución mensual del consumo de energía DEm_j se calculará en función del valor obtenido de forma gráfica en cualquier unidad para el mes de enero $Vene$.

Se calculará en tanto por uno y el mes de enero que tendrá valor igual a 1.

$$DEm_j = \frac{Vm_j}{Vene} \quad (144)$$

Vm_j es el valor estacional del mes j obtenido de forma gráfica en cualquier unidad.

El resultado de la distribución horaria Dh_{ij} para una hora i de un mes j , teniendo en cuenta la componente horaria, estacional se calcula como:

$$Dh_{ij} = DEm_j \cdot DEh_{ij} = \frac{Vm_j}{Vene} \cdot \frac{Vh_{ij}}{\sum_{i=1}^{24} Vh_{ij}} \cdot 100 \quad (145)$$

El valor obtenido en la expresión anterior deberá ser corregido mediante un coeficiente CEd para días singulares como sábados y festivos.

Para cada perfil obtenemos las siguientes distribuciones en función de sus valores gráficos:

Perfil residencial.

Se obtienen los siguientes valores de distribución mensual del consumo de energía DE_{mj} , respecto a una base de valores en tanto por cien, desviados sobre un valor medio del 100%.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
140	132	116	94	79	78	76	71	77	87	111	140
1,00	0,94	0,83	0,67	0,56	0,56	0,54	0,51	0,55	0,62	0,79	1,00

Figura 52. Distribución mensual del consumo de energía. Perfil residencial. Fuente propia

Para determinar los valores horarios se ha calculado la curva media de una serie de medias anuales para días laborables. El valor de los datos de la base está expresado en términos de potencia demandada en W.

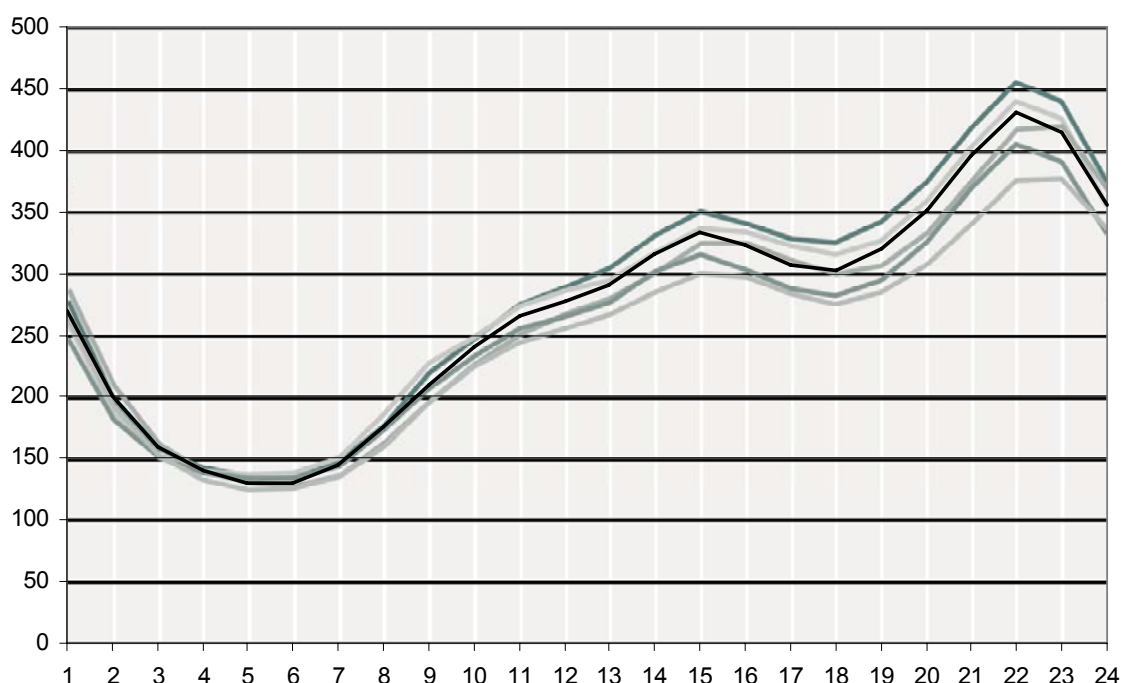


Figura 53. Potencia media horaria en perfil residencial. Fuente REE [4] y elaboración propia.

Se obtienen los siguientes valores de distribución horaria de consumo, DE_{hij} , y se aplicará un coeficiente corrector para el sábado $CEd(S)=1,04$ y para los domingos y festivos $CEd(S)=1,02$

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
270	200	160	140	130	130	145	175	210	240	265	277
4,2%	3,1%	2,5%	2,2%	2,0%	2,0%	2,2%	2,7%	3,2%	3,7%	4,1%	4,3%
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
290	315	333	323	307	302	320	351	396	430	414	356
4,5%	4,9%	5,1%	5,0%	4,7%	4,7%	4,9%	5,4%	6,1%	6,6%	6,4%	5,5%

Figura 54. Distribución horaria del consumo. Perfil residencial. Fuente propia

Perfil de comercio.

Se obtienen los siguientes valores de distribución mensual del consumo de energía DE_{mj} , respecto a una base de valores porcentual del 100% diario.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
12,1	10,7	8,9	8,8	7,7	7,5	6,5	6,0	6,1	7,8	8,7	9,6
1,00	0,89	0,74	0,72	0,63	0,62	0,54	0,50	0,50	0,65	0,72	0,80

Figura 55. Distribución mensual del consumo de energía. Perfil comercial. Fuente propia

Para determinar los valores horarios se han calculado los valores gráficos correspondientes a cada hora de un día laborable. El valor de los datos de la base está expresado en términos porcentuales sobre el total diario.

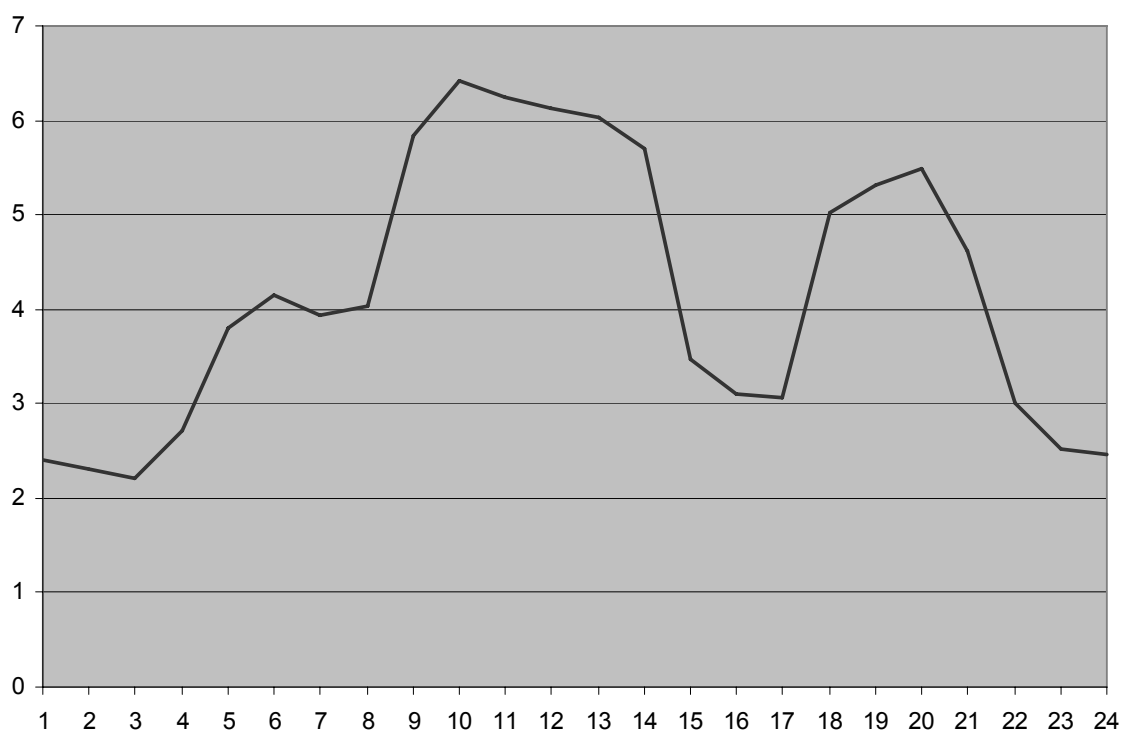


Figura 56. Consumo medio horario en porcentaje. Perfil comercial.

Fuente REE [4] y elaboración propia.

Se obtienen los siguientes valores de distribución horaria de consumo, DE_{hij} , y se aplicará un coeficiente corrector para el sábado $CED(S)=1,10$ y para los domingos y festivos $CED(S)=0,70$

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2,40	2,30	2,21	2,72	3,80	4,15	3,93	4,04	5,84	6,41	6,25	6,13
2,4%	2,3%	2,2%	2,7%	3,8%	4,2%	3,9%	4,0%	5,8%	6,4%	6,3%	6,1%
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
6,03	5,70	3,48	3,11	3,06	5,03	5,32	5,49	4,62	3,00	2,52	2,46
6,0%	5,7%	3,5%	3,1%	3,1%	5,0%	5,3%	5,5%	4,6%	3,0%	2,5%	2,5%

Figura 57. Distribución horaria del consumo. Perfil comercial. Fuente propia

Perfil de restauración

Se obtienen los siguientes valores de distribución mensual del consumo de energía DE_{mj} , respecto a una base de valores de consumo expresados en kWh.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3650	4040	4260	4070	4420	5070	5660	5250	4490	3880	3890	4010
1,00	1,11	1,17	1,12	1,21	1,39	1,55	1,44	1,23	1,06	1,07	1,10

Figura 58. Distribución mensual del consumo de energía. Perfil restauración. Fuente propia

Para determinar los valores horarios se han calculado los valores gráficos correspondientes a una curva media obtenida de curvas con diferente comportamiento estacionario para días laborables. El valor de los datos de la base está expresado en términos porcentuales sobre el total diario.

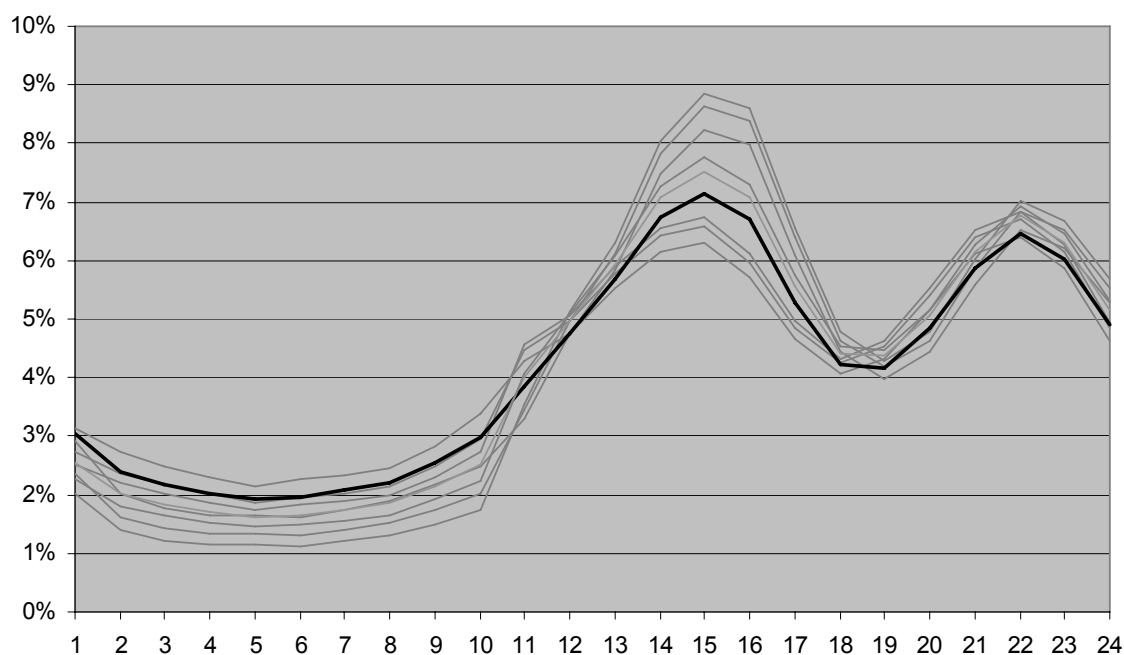


Figura 59. Consumo medio horario en porcentaje para el perfil residencial. Fuente REE [4] y elaboración propia

Se obtienen los siguientes valores de distribución horaria de consumo, DE_{hij} ,

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3130	2480	2245	2075	1990	2025	2130	2270	2620	3080	3955	4890
3,0%	2,4%	2,2%	2,0%	1,9%	2,0%	2,1%	2,2%	2,5%	3,0%	3,8%	4,7%
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
5845	6945	7375	6930	5450	4350	4305	4990	6065	6655	6210	5070
5,7%	6,7%	7,2%	6,7%	5,3%	4,2%	4,2%	4,8%	5,9%	6,5%	6,0%	4,9%

Figura 60. Distribución horaria del consumo. Perfil restauración. Fuente propia

Se aplicarán los siguientes coeficientes correctores CE_d para los domingos y festivos:

Horario	0-11	11-24	Horario	0-11	11-24
Sábados	1,00	1,20	Festivos	1,00	1,10

Perfil hotelero

Se obtienen los siguientes valores de distribución mensual del consumo de energía DE_{mj} , respecto a una base de valores de energía expresada en kWh.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
9	9	10	16	15	22	24	28	25	27	17	10
1,00	0,97	1,02	1,74	1,60	2,29	2,56	2,94	2,69	2,83	1,81	1,07

Figura 61. Distribución mensual del consumo de energía. Perfil hotelero. Fuente propia

Para determinar los valores horarios se han calculado los valores gráficos correspondientes a cada hora de un día laborable. El valor de los datos de la base está expresado valores de potencia media demandada expresada en kW.

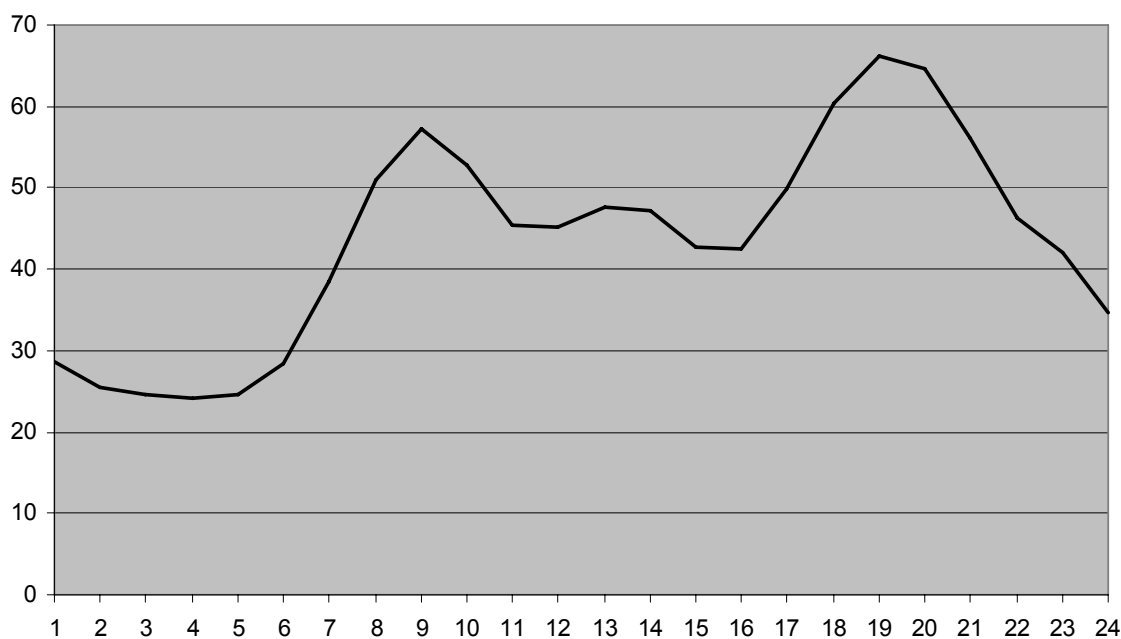


Figura 62. Consumo medio horario en kilovatios hora para el perfil hotelero. Fuente REE [4] y elaboración propia

Se obtienen los siguientes valores de distribución horaria de consumo, DE_{hij} , y se aplicará un coeficiente corrector para el sábado, domingos y festivos $CEd(S)=1,10$

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
29	26	25	24	25	28	38	51	57	53	46	45
2,7%	2,4%	2,4%	2,3%	2,4%	2,7%	3,7%	4,9%	5,5%	5,0%	4,3%	4,3%
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
48	47	43	42	50	60	66	65	56	46	42	35
4,6%	4,5%	4,1%	4,1%	4,8%	5,8%	6,3%	6,2%	5,4%	4,4%	4,0%	3,3%

Figura 63. Distribución horaria del consumo. Perfil hotelero. Fuente propia

5.3.4.- Normalización de coeficientes de consumo horario.

Como resultado de aplicar la ecuación (145) a las distribuciones calculadas para cada perfil, se obtiene una expresión del consumo horario para cada día del año, en función del porcentaje de consumo horario del día medio de cada mes.

Mediante interpolación lineal se obtienen los valores intermedios para todos los días del año.

Para un valor horario de consumo de un día d cualquiera $Dh_{i,d,interp}$, obtenido mediante interpolación lineal de los valores de Dh_{ij} , podemos obtener el valor horario corregido para cualquier día, incluidos los días singulares como sábados y festivos de cada perfil de consumo, mediante la expresión

$$Dh_{i,d} = CED \cdot Dh_{i,d,interp} \quad \text{siendo } d = 1, 2, \dots, 365 \text{ días del año.} \quad (146)$$

Donde CED es el coeficiente corrector calculado, para sábados, domingos y festivos de cada perfil y adopta el valor $CED = 1$ para $d =$ días laborables.

Calculado el valor horario corregido para cada tipo de día anual, podemos normalizar cada valor horario mediante la siguiente expresión:

$$Dd_i = \frac{Dh_{i,d}}{\sum_{d=1}^{365} \sum_{i=1}^{24} Dh_{i,d}} \quad \text{se cumple que:} \quad \sum_{d=1}^{365} \sum_{i=1}^{24} Dd_i = 1 \quad (147)$$

Para un consumo anual igual a EC (kWh), puede calcularse el consumo de una hora i de un día d expresado en kWh, como:

$$Dd_i(EC) = EC \cdot Dd_i = ECdi \quad (148)$$

El siguiente gráfico muestra un cálculo de la demanda o consumo diario anual. Los valores de consumo diarios han sido calculados mediante la integración de los valores horarios. Los máximos semanales que aparecen en el gráfico corresponden a sábados y días festivos en los que se incrementa la demanda.

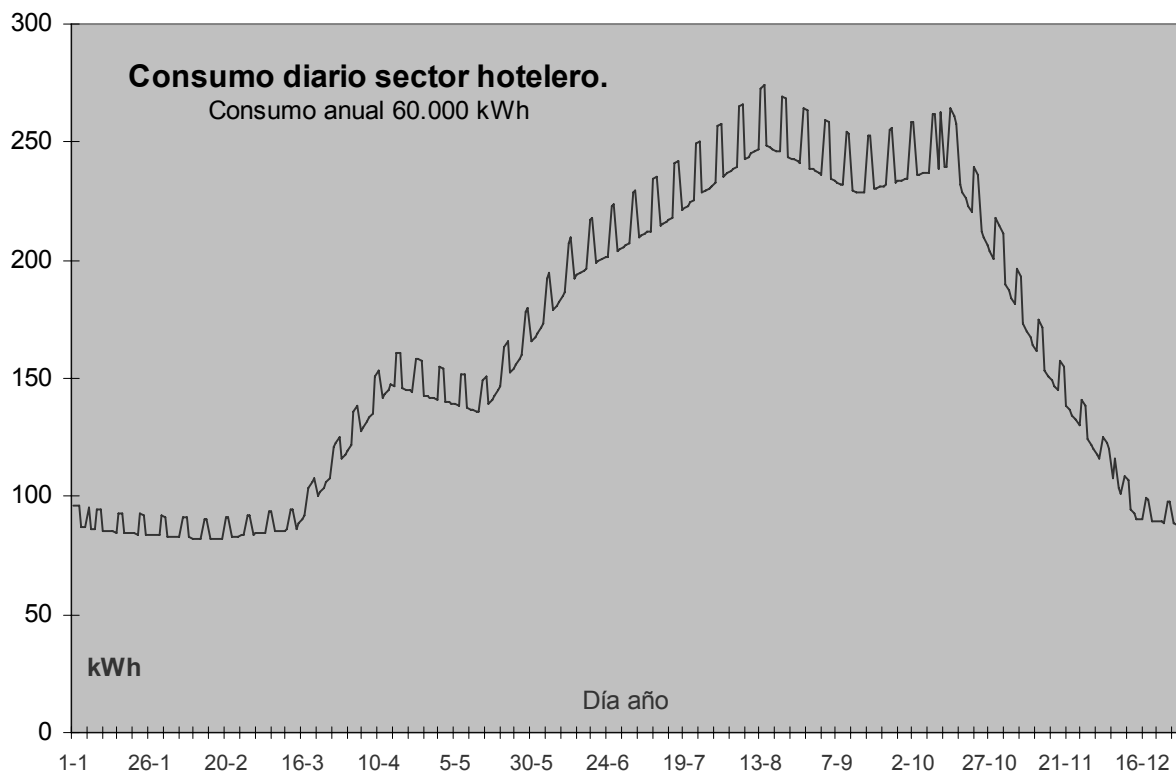


Figura 64. Perfil de consumo diario-anual del sector hotelero. Fuente propia.

5.4.- ACOPLAMIENTO DE INSTALACIONES.

5.4.1.- Introducción

En un sistema de autoconsumo acoplado a la red, se pueden representar los flujos de energía que se producen entre generador, punto de consumo y la red mediante la siguiente figura:

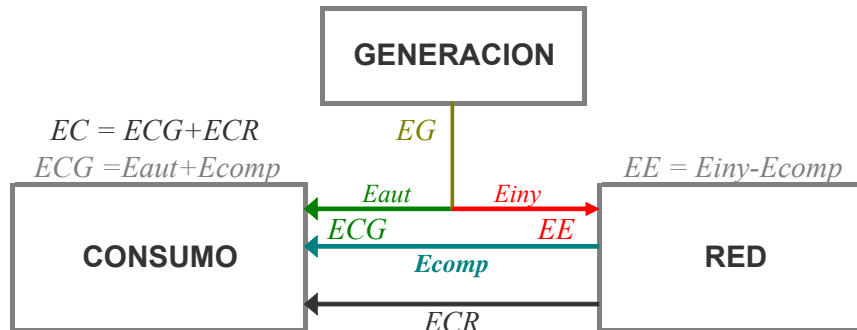


Figura 65. Flujos de energía del autoconsumo. Fuente propia.

Donde EG es la energía generada, E_{aut} es la energía autoconsumida de forma instantánea, E_{iny} es el excedente de energía inyectado a la red, E_{comp} es la energía compensada o balanceada con la red, ECG es la energía generada y destinada a consumo, bien sea mediante autoconsumo, bien sea por compensación con la red, EE son los excedentes de energía que no han podido ser compensados, ECR es la energía consumida directamente de la red y EC es la energía total consumida. Se cumple que:

$$EC = ECG + ECR \quad y \quad EG = (ECG - E_{comp}) + (EE + E_{comp}) = ECG + EE \quad (149) \text{ y } (150)$$

Se considerará energía autoconsumida de forma instantánea E_{aut} , la que resulta de la compensación de saldos en la integración horaria.

La ecuación (150) se cumple siempre que 1kWh de energía inyectada E_{iny} , se compense con 1kWh de la red E_{comp} , estableciéndose un ratio de compensación igual a 1.

Dependiendo del acoplamiento entre la curva de consumo y la de generación, podremos encontrar diferentes sistemas en función del balance de energía establecido entre generador, consumidor y red de suministro.

Sistema autosuficiente.

El sistema es autosuficiente y vierte energía a la red. Respecto a los perfiles contemplados en el punto anterior, este caso no es posible sin restringir el periodo horario de consumo ya que el periodo horario de generación es menor que el periodo horario de consumo.

$$ECR=0, \quad 0 < ECG < EG \quad y \quad EE > 0 \quad (151)$$

Sistema de autoconsumo instantáneo.

Es el sistema ideal, en el que toda la energía generada es consumida de forma instantánea sin producirse ningún intercambio con la red. Pero, al igual que en el caso del sistema autosuficiente, no sería posible para los perfiles estudiados porque el periodo horario de generación es menor que el periodo horario de consumo.

$$ECR=0, \quad EE=0 \quad y \quad 0 < ECG = EG \quad (152)$$

Sistema deficitario.

El sistema consume toda la energía generada y necesita recibir energía de la red.
Es un sistema deficitario en la generación y que requiere mucha aportación de la red.

$$ECR \gg EG, \quad EE = 0 \text{ y } 0 < EG \ll EC \quad (153)$$

Sistema balanceado.

El sistema consume energía generada y energía de la red, y entrega a la red excedentes de generación. Es un sistema en el que se establece un horizonte temporal hasta el cual se puede intercambiar la energía consumida de la red con los excedentes de generación cedidos.

$$ECR > 0, \quad ECG > 0 \text{ y } EE > 0 \quad (154)$$

En un periodo de tiempo determinado t , se cumple que:

$$EE(t) = ECR(t) \quad \text{y} \quad EC(t) = ECG(t) + ECR(t) = ECG(t) + EE(t) = EG(t) \quad (155)$$

La gráfica siguiente muestra un sistema de energía balanceado diariamente en el que existe autoconsumo, excedentes de 1 kWh que son entregados a la red, y compensación de 1 kWh de la red cuando la generación no supe las necesidades energéticas de consumo.

Para el día d , se cumple que;

$$EC(d) = EG(d) \quad \text{y} \quad EE(d) = ECR(d) \quad (156)$$

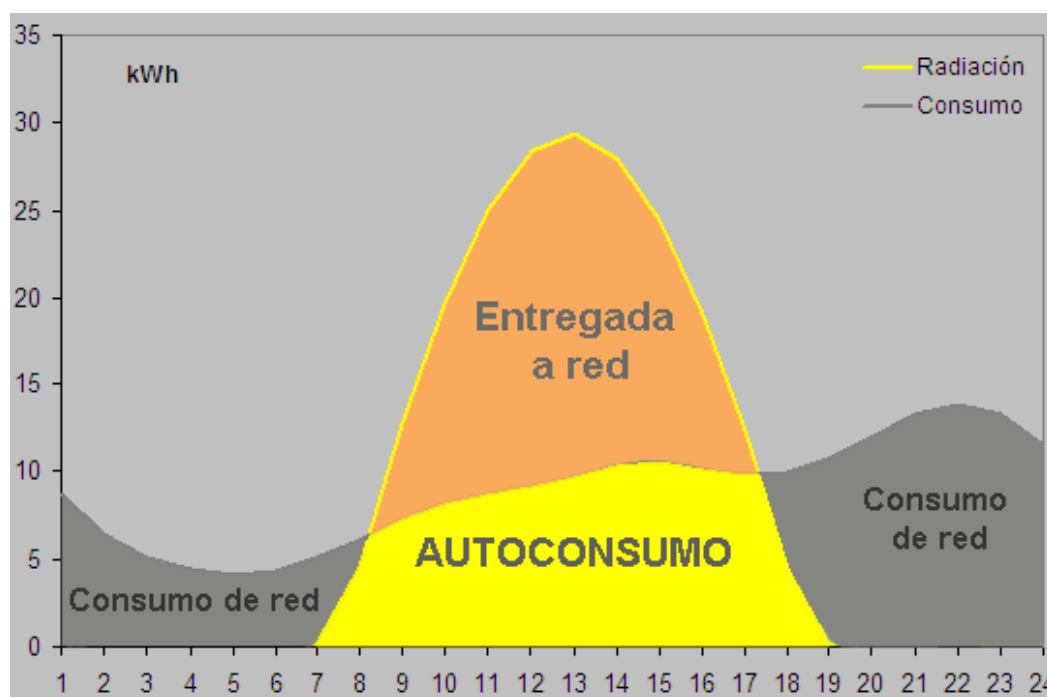


Figura 66. Balance diario de energía de un sistema compensado. Fuente propia.

5.4.2. Curvas de generación y consumo.

Dentro de los sistemas balanceados, es necesario definir la capacidad de generación que debe ser instalada, que dependerá de la demanda y del periodo de tiempo establecido para compensar excedentes de producción con el consumo de la red.

El periodo de tiempo puede ir desde fracciones horarias o cuartohorarias, que sería un consumo prácticamente instantáneo, hasta periodos diarios, semanales, mensuales, anuales, de varios años, incluso periodos horarios propios de cada día como los que delimitan los periodos tarifarios.

Analizando las curvas de generación y consumo, se observa que el mayor desacoplamiento se produce durante el ciclo horario de cada día. Aunque existen diferencias en función del tipo de perfil de consumo considerado, no son excesivamente importantes.

En el siguiente gráfico se presenta el comportamiento de la curva de generación frente a cuatro curvas diferentes de consumo diarias para el mes de abril. En este gráfico y en el siguiente, el generador se ha dimensionado para igualar la producción y el consumo anual.

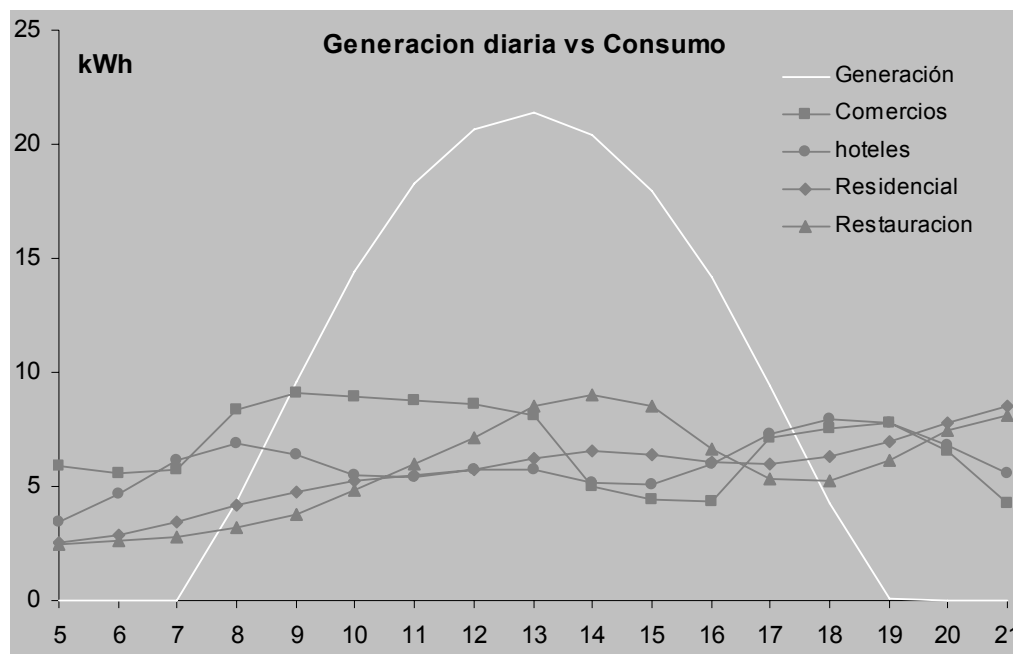


Figura 67. Acoplamiento horario para varios perfiles de consumo. Fuente propia.

En el siguiente gráfico se presentan el comportamiento de la curva de generación frente a las curvas de los diferentes perfiles de consumo diario durante un año.

En este caso el desacoplamiento entre generación y consumo si está afectado por la estacionalidad característica de cada perfil de consumo considerado.

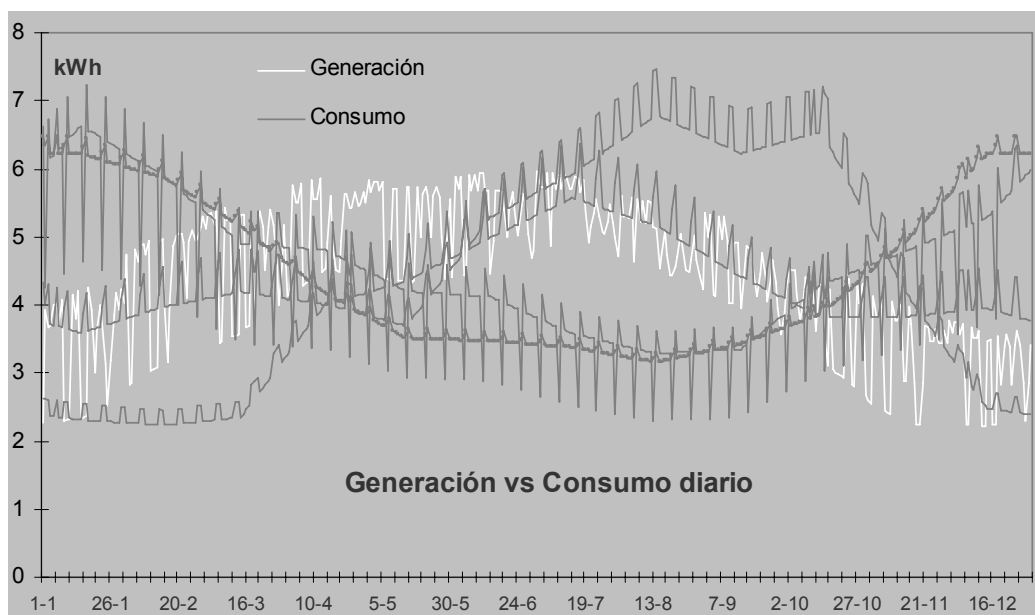


Figura 68. Acoplamiento diario para varios perfiles de consumo. Fuente propia.

Aunque existen diferencias para los datos registrados de generación y consumo en diferentes años, parece razonable dado el marcado carácter cíclico anual de la generación y del consumo, adoptar un periodo de compensación anual para corregir el desacoplamiento horario y estacional.

5.4.3.- Balance de producción

Definimos saldo de energía como la diferencia entre la energía consumida y la energía producida o generada en un periodo de tiempo t , de la siguiente forma:

$$S(t) = EC(t) - EG(t) \quad (157)$$

Utilizando las ecuaciones (138) y (148) podemos calcular el saldo horario de la hora i de un día cualquiera d como:

$$S_{di} = EC_{di} - EG_{di} \quad (158)$$

Donde:

EC_{di} es la demanda o consumo horario de la hora i del día d , expresada en kWh.

EG_{di} es la energía generada de la hora i del día d expresado en kWh.

$$\text{Para una hora cualquiera, } EE_{di} = |S_{di}| \text{ si } S_{di} < 0 \text{ y } EE_{di} = 0 \text{ si } S_{di} \geq 0 \quad (159)$$

Donde EE_{di} son los excedentes de energía generada durante la hora i del día d , calculados como el valor absoluto de los saldos de energía

Mediante la ecuación (150) podemos calcular la energía de generación destinada al consumo durante la hora i del día d , ECG_{di} , como:

$$ECG_{di} = EG_{di} - EE_{di} \quad (160)$$

Balance de producción.

El balance de producción se calculará para una anualidad y tiene por objeto determinar que porcentaje de energía generada es destinada a consumo, bien sea de forma directa mediante autoconsumo, bien sea de forma diferida por compensación de saldos.

Los balances de producción se realizan sobre periodos de tiempo horarios, semanales, mensuales y anuales, y también sobre los periodos característicos resultado de la discriminación horaria y mensual de cada tarifa eléctrica de baja tensión.

Las tarifas de baja tensión, a efectos de discriminación horaria, pueden agruparse en periodos de la siguiente manera:

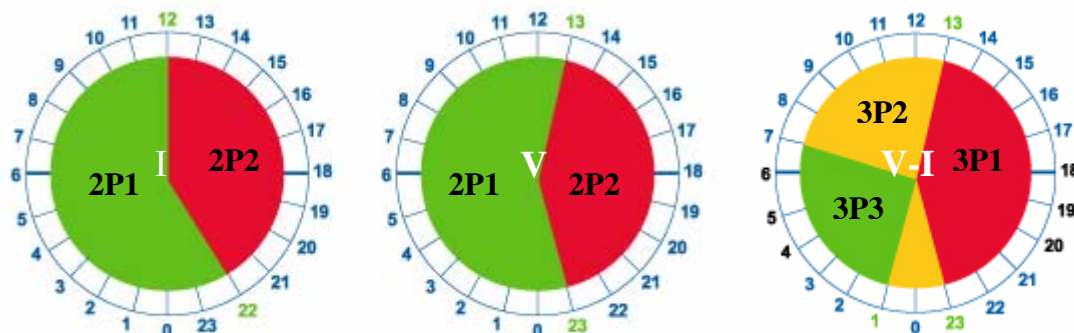
	1P	2P		3P		
TUR						
2.0	P0	2P1	2P2	3P1	3P2	3P3
2.1						
3.0				P1	P2	P3

Figura: 69. Grupos de de tarifas y periodos. fuente propia.

Para tarifas de un periodo $P1 = P0$.

Donde 2P1, 2P2, 3P1, 3P2, 3P3 y los periodos de la tarifa 3.0, P1,P2 y P3, tienen la siguiente discriminación horaria y estacional:

Tarifas TUR, 2.0 y 2.1 DHA y DHS



Tarifa 3.0

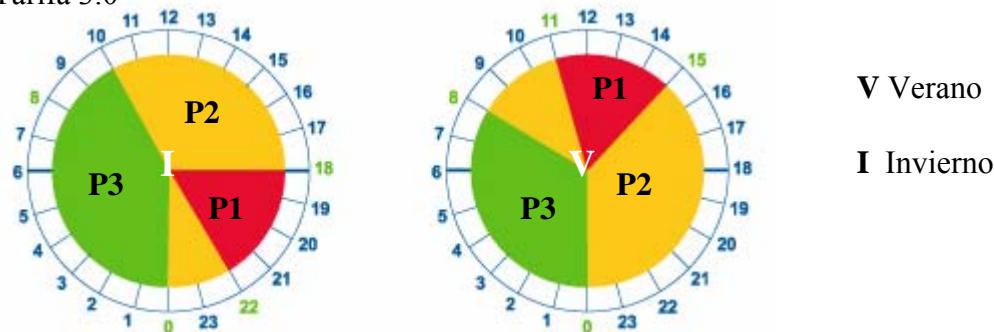


Figura 70. Discriminación horaria por tarifas. Fuente: Endesa

Los excedentes de generación integrados en un periodo de tiempo cuya duración está definida en un intervalo horario $i = [a,b]$ y/o diario $d = [e,f]$, pueden expresarse como:

$$EEt = \left| \sum_{d=e}^f \sum_{i=a}^b R \cdot Sdi \right| \quad R = 1 \text{ si } Sdi \geq 0 \text{ y } R = 1/r \text{ si } Sdi < 0 \quad (161)$$

R adopta el valor $R=1$ cuando el consumo es mayor o igual que la generación, o $R = 1/r$ cuando se generan excedentes horarios que pueden ser compensados dentro de periodos de mayor amplitud que el horario. En este caso se tendrán en cuenta el ratio de intercambio r establecido con la red, representando r el número de kWh generados e inyectados a la red, necesarios para consumir 1 kWh de la misma.

La energía generada y la energía generada destinada al consumo en dicho intervalo, pueden expresarse como:

$$EGt = \sum_{d=e}^f \sum_{i=a}^b EGdi \quad \text{y} \quad EGct = EGt - EEt \quad (162) \text{ y } (163)$$

El intervalo de integración considerado puede ser de rangos horarios, días, semanas, meses, una anualidad o combinaciones de ambos. Los intervalos calculados en cada caso dividen al año en meses, semanas, días, periodos tarifarios y horas, de forma que, una vez calculados los excedentes y la energía generada destinada al consumo de cada intervalo, los resultados obtenidos deben sumarse para obtener los valores anuales de excedentes y energía generada destinada al consumo.

Si se compara el total de energía consumida con la generada destinada al consumo durante un año, integrada en intervalos de tiempo iguales t , o en intervalos de tiempo por periodos tp ,

puede establecerse un ratio que permite medir la eficiencia de acoplamiento de nuestra instalación η_{ACP} , en términos de energía generada que ha sido aprovechada para el consumo, mediante autoconsumo o por compensación de energía. Calculamos η_{ACP} como:

$$\eta_{ACP}(t) = \frac{EGC(t)}{EG} \quad \text{con} \quad EGC(t) = \sum_{t=1}^{IA} EGCt \quad (164)$$

$$\eta_{ACP}(tp) = \frac{EGC(tp)}{EG} \quad \text{con} \quad EGC(tp) = \sum_{p=1}^3 \sum_{t=1}^{IAp} EGCtp, \quad IAp = IA1, IA2 \text{ o } IA3 \quad (165)$$

Siendo IA el número de intervalos iguales de duración t en los que queda dividido el año, $IA1$, $IA2$ y $IA3$, en número de intervalos en los que queda dividido el año pertenecientes a los periodos $P1(P0)$, $P2$ y $P3$ respectivamente y EG el total de la energía anual generada.

El parámetro η_{ACP} está expresado en tanto por uno.

El parámetro de eficiencia puede calcularse para integraciones de energía generada destinada al consumo, de formas horaria (H), diaria (D), semanal (S), mensuales (M, 2M, 3M, 4M, y 6M) y anual (A), para todas las tarifas incluidas las tarifas con discriminación horaria (1P, 2P, 3P, se suman los intervalos sin tener en cuenta los periodos) y para las tarifas considerando la discriminación horaria (2P-D, 3P-D y 3.0D).

En la siguiente tabla se muestra el cálculo del parámetro de eficiencia (en %) para una instalación que genera 24.500 kWh anuales frente a un consumo de 20.000 kWh.

	H	D	S	M	2M	3M	4M	6M	A
1P,2P,3P	37%	72%	73%	73%	73%	75%	81%	82%	82%
2P-D	37%	68%	69%	69%	69%	70%	69%	72%	72%
3P-D	37%	63%	64%	65%	65%	68%	68%	68%	68%
3.0 D	37%	53%	54%	55%	55%	56%	62%	62%	62%

Figura 71. Parámetros de eficiencia para valores anuales de $EG \neq EC$. Fuente propia.

Se observa que cuando se aplica la discriminación horaria a las tarifas, el ratio empeora ya que no se permite la compensación de saldos entre periodos.

En la siguiente tabla hemos calculado el parámetro de eficiencia (en %), dimensionando el generador para cubrir la demanda con integración anual, $EG = EC$. En este caso el parámetro de eficiencia también informa de que cantidad de la demanda es cubierta.

	H	D	S	M	2M	3M	4M	6M	A
1P,2P,3P	49%	83%	84%	85%	85%	85%	88%	98%	100%
2P-D	49%	74%	75%	75%	75%	76%	76%	76%	76%
3P-D	49%	73%	74%	74%	75%	77%	78%	80%	80%
3.0 D	49%	65%	67%	68%	69%	69%	74%	76%	76%

Figura72. Parámetros de eficiencia para valores anuales de $EG = EC$. Fuente propia.

P.ej.: $\eta_{ACP}(D,3P-D) = 0,73$ expresado en tanto por uno.

El parámetro de eficiencia η_{ACP} , permite calcular que cantidad de kWh son aprovechados anualmente para el consumo y por tanto dejarán de suministrarse de la red.

$$EGC(t) = EG \cdot \eta_{ACP}(t) \quad \text{y} \quad EGC(tp) = EG \cdot \eta_{ACP}(tp) \quad (166)$$

También nos permite calcular los kWh excedentarios, para su posible comercialización.

$$EE(t) = EG \cdot [1 - \eta_{ACP}(t)] \quad \text{y} \quad EE(tp) = EG \cdot [1 - \eta_{ACP}(tp)] \quad (167)$$

5.5.- BALANCE ECONOMICO. AMORTIZACION DE INSTALACIONES.

5.5.1.- Introducción

Valoraremos económicamente nuestra instalación en función del periodo de tiempo que necesita la inversión para que se igualen, el valor actualizado de los flujos de caja y el valor del capital invertido. Las inversiones serán tanto mejor cuanto menor sea el periodo de tiempo necesario para igualar ambos valores.

El periodo de tiempo necesario para recuperar la inversión va a depender principalmente de tres factores, el coste de la instalación, el yield de producción o productividad y los ingresos de la instalación. En las instalaciones de autoconsumo se entiende por ingresos, la suma del precio compra de la energía por los kilovatios-hora que han sido sustituidos en autoconsumo y compensación saldos, más los ingresos directos de venta de excedentes de energía.

En este estudio se ha recurrido al análisis clásico de valoración de proyectos de inversión, utilizando métodos dinámicos DPBT, VAN, y TIR.

Se ha preparado el cálculo para la presentación del indicador económico DPBT, (Discount Pay Back Time) o Plazo de Recuperación con Descuento de un proyecto de inversión, pero también se calculan otros parámetros económicos como TIR, VAN, valores de tesorería, etc.

En las simulaciones los resultados están orientados a instalaciones autofinanciadas ya que en su mayoría se trata de pequeñas instalaciones, y es en este supuesto de autofinanciación, donde pueden obtenerse unos valores más aceptables para el DPBT.

5.5.2.- Régimen económico, normativa y legislación.

Hasta el momento actual, no existe un régimen económico que sea de aplicación a la modalidad de autoconsumo. En el Real Decreto 1699/2011, actualmente en vigor, se establecían las condiciones administrativas, contractuales, económicas y técnicas básicas para la conexión a las redes de distribución de energía eléctrica de baja y alta tensión hasta 36 kV, de las instalaciones de energías renovables de pequeña potencia. También este Real Decreto anunciaba la regulación del suministro de energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo, con el objetivo de incentivar el autoconsumo. Pasados tres años y en espera de la publicación del régimen económico, se realiza el presente estudio, con el fin de determinar cuales pueden ser los límites sobre los que debería sentar las bases de una correcta regulación que cumpla con el objetivo propuesto, que no debe ser otro que incentivar el autoconsumo.

En el transcurso de los tres últimos años se ha tenido conocimiento de dos propuestas:

La primera, en noviembre de 2011, la CNE remitió un borrador de proyecto de Real Decreto de autoconsumo en el que se consideraba un plazo para compensar la energía generada y consumida de 12 meses.

La segunda, el borrador de julio de 2013, es una propuesta interesada de Iberdrola, filtrada a la CNE, en la que sólo se proponen unas condiciones para impedir totalmente su implantación y desarrollo.

Legislación de aplicación a las tarifas de baja tensión:

TUR y tarifa social.

TUR sin DH (art1 RD 485/2009)

TUR con DH2P (art6 ITC1659/2009)

TUR con DH3P (supervalve) (dtp RD647/2011)

TUR S (social) (ITC 1857/2008)

Tarifas de potencia menor de 10 kW.

2.0.A (sin DH) (art7 RD 1164/2001)

2.0.DHA (con DH2P) (RD 1634/2006, ITC 1659/2009)

2.0.DHS (con DH3P) (ITC 1659/2009)

Tarifas de potencia mayor de 10 kW y menor de 15kW.

2.1.A (sin DH) (ITC 1723/2009).

2.1.DHA (con DH2P) (ITC 1723/2009).

2.1.DHS (con DH3P) (RD647/2011).

Tarifas de potencia mayor de 15 kW

3.0.A (art7 RD 1164/2001)

5.5.3.- Precios del término de energía y de venta a red.

La factura eléctrica tiene una estructura binómica, compuesta de un término fijo de potencia y un término de variable de energía; siendo la suma de ambos el precio final de la energía. A este precio se le añaden unos complementos como el impuesto eléctrico, excesos de potencia y complementos por reactiva si los hubiere y los equipos de medida si están en régimen de alquiler. Al precio total calculado se le deberá sumar el 21% de IVA.

En instalaciones de autoconsumo, una parte de la energía consumida de la red pasa a ser sustituida por la energía generada, en forma de energía autoconsumida y energía compensada. Para el cálculo del precio de sustitución de esta energía tendremos en cuenta sólo el precio del término variable de energía, más el porcentaje correspondiente de impuesto eléctrico, más el IVA (si el consumidor es un consumidor final que no está sujeto a liquidaciones de IVA). En el supuesto de que el consumidor tenga derecho a desgravación de IVA, el precio de la energía de sustitución no tendrá en cuenta el IVA, aplicándose también a la instalación un coste sin IVA.

$$TES = TE \cdot IE \cdot 1,21 \text{ consumidor final} \quad (168)$$

$$TES = TE \cdot IE \text{ consumidor que liquida IVA} \quad (169)$$

TES es el precio término de energía de sustitución €/kWh

TE es el precio del término de energía expresado en €/kWh

$IE = 0,04864 \cdot 1,05113 \approx 0,05113$ es el impuesto eléctrico (170)

Las tarifas de baja tensión (BT), pueden clasificarse en función de su potencia, y en función del número de periodos con discriminación horaria. Para cada tarifa y periodo tendremos un término de energía de sustitución TES , expresado en €/kWh.

Potencia	1 Periodo	2 Periodos	3 Periodos
P < 10kW	TUR	TUR DHA	TUR DHS
P < 10kW	2.0A	2.0A DHA	2.0A DHS
10 kW < P < 15kW	2.1A	2.1A DHA	2.1A DHS
15 kW < P			3.0

Figura 73. Tarifa de BT según su potencia contratada. Fuente propia.

Dada la inestabilidad del precio de la energía dentro del mercado español, con una marcada tendencia al alza, para un correcto cálculo del DPBT se deberá tener en cuenta una previsión en la variación anual del precio del término de la energía.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución del precio de las tarifas de BT entre 2003 y 2012. La evolución del precio tiene en cuenta el término de potencia y el término de energía.

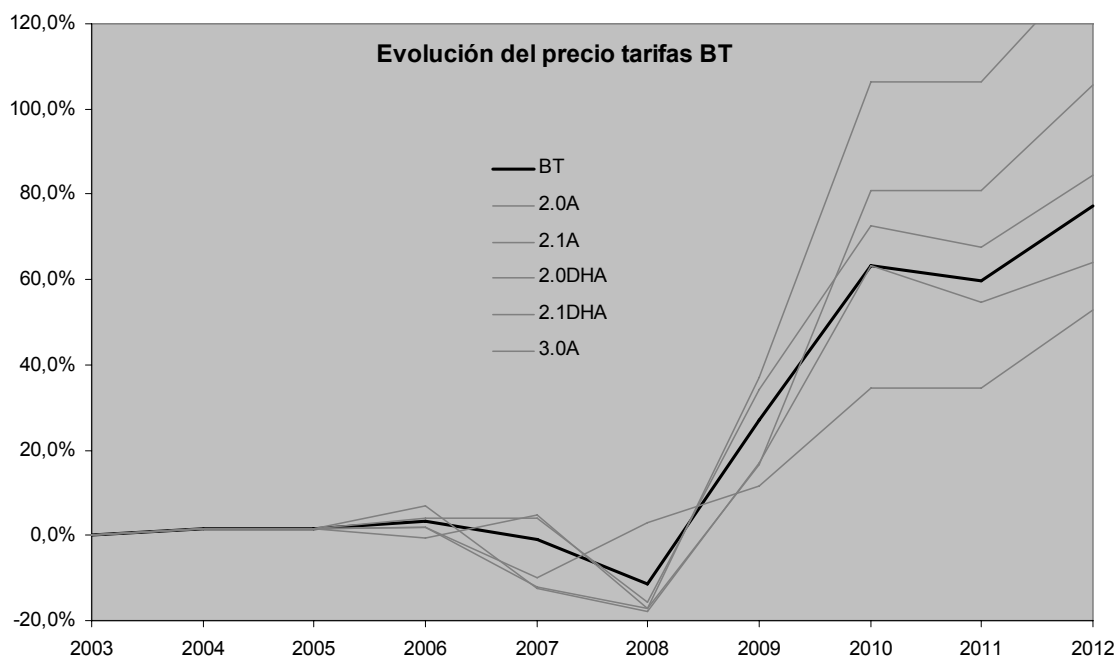


Figura 74. Evolución precios tarifas BT. Fuente de datos IPRI base 2005, elaboración propia.

Para el cálculo interanual de los incrementos de precio, se aplicará un valor constante que es un dato de entrada de cálculo que puede ajustarse.

Se ha estimado un valor conservador del 3%, como incremento estándar anual del precio del término de energía de sustitución, aunque como ya se ha comentado este valor puede modificarse.

Existen diferentes modalidades de contratación en el mercado libre: Tarifas fijas de renovación anual, precios indexados, precios ligados al consumo, precios con descuentos asociados al consumo de de otras energías como por ejemplo gas, etc.

Se ha utilizado el comparador de ofertas que ofrece la CNMC para obtener diferentes ofertas en cada rango de tarifas, que nos permita definir un precio medio de mercado actualizado. Se han obtenido precios para el término de energía de 112 ofertas de las cuales se han seleccionado 97 para confeccionar la lista de precios base de los que obtener el precio medio.

La obtención de ofertas para el cálculo de los precios se ha realizado utilizando la ubicación de Madrid, que es donde existe un mayor número de comercializadoras, mayor número de ofertas y teóricamente unos precios más competitivos. No obstante, si se quieren realizar simulaciones concretas con precios diferentes de los calculados en el estudio, pueden introducirse a mano en la tabla de los precios del término de energía.

En la siguiente tabla aparecen los precios medios obtenidos para el término de energía y los precios calculados para el término de energía de sustitución *TES* para perfiles de consumo residencial y resto de perfiles.

	Término de Energía			Resto de sectores			Residencial		
	P0/P1	P2	P3	TARIFA + IE		0,05113	TARIFA + IVA		0,21
				P0/P1	P2		P0/P1	P2	
TUR	0,124986			0,131			0,159		
TUR 2P	0,149000	0,058000		0,157	0,061		0,190	0,074	
TUR 3P	0,150000	0,072000	0,044000	0,158	0,076	0,046	0,191	0,092	0,056
2.0A	0,129135			0,136			0,164		
2.0A 2P	0,154572	0,079500		0,162	0,084		0,197	0,101	
2.0A 3P	0,167884	0,084672	0,059986	0,176	0,089	0,063	0,214	0,108	0,076
2.1A	0,149962			0,158			0,191		
2.1A 2P	0,175443	0,086187		0,184	0,091		0,223	0,110	
2.1A 3P	0,187685	0,115307	0,084768	0,197	0,121	0,089	0,239	0,147	0,108
3.0	0,126596	0,103784	0,072142	0,133	0,109	0,076	0,161	0,132	0,092

Figura 75. Tabla de precios para los términos de energía. Fuente propia.

El *TES* del perfil residencial ha sido calculado con IVA, porque se supone al consumidor residencial como un consumidor final, mientras que para el resto de sectores (comercios y pymes, hotelero y restauración) se ha calculado el *TES* sin IVA.

Se ha contemplado un supuesto de cálculo del *TES* en el que existiese un recargo o complemento a descontar, también denominado en el borrador de la CNE de julio de 2013 como peaje de respaldo, de forma que puede calcularse un *TESr* de la siguiente manera:

$$TESr = TEr = (TE - PJR) \cdot IE \cdot 1,21 \text{ Residencial} \quad (171)$$

$$TESr = TEr = (TE - PJR) \cdot IE \text{ Resto sectores.} \quad (172)$$

Se utilizan como valores de partida los cálculos que figuran en el borrador de julio de 2013 de la CNE, actual CNMC.

	PEAJES DE RESPALDO		
	PR1	PR2	PR3
TUR	0,067568		
TUR 2P	0,089129	0,008964	
TUR 3P	0,089129	0,010624	0,007294
2.0A	0,067568		
2.0A 2P	0,089129	0,008964	
2.0A 3P	0,089129	0,010624	0,007294
2.1A	0,075080		
2.1A 2P	0,093578	0,020259	
2.1A 3P	0,093578	0,025740	0,012941
3.0	0,025953	0,009265	0,032159

Figura 76. Tabla de precios para los peajes de respaldo. Fuente CNE.

Como resultado del periodo de tiempo escogido para realizar el balance de producción, pueden generarse excedentes que no han podido ser compensados y que pueden comercializarse al precio al que se realizan las correspondientes transacciones de compra-venta de electricidad o precio del pool. Se ha fijado un precio inicial de cálculo para los excedentes de energía, $P_{pool} = 0,05\text{€/kWh}$, que puede ser modificado.

5.5.4.- Coste de la instalación.

El coste de la instalación se ha calculado como suma de sus componentes y una estimación de mano de obra. Como cada instalación tendrá sus singularidades al tener que adaptarse o integrarse en entornos ya existentes, en las simulaciones de viabilidad económica se abrirá una horquilla de coste que permita valorar diferentes situaciones.

La partida de montaje en este tipo de instalaciones puede suponer un porcentaje elevado del coste total, si se precisan de medios extras como andamios, elevadores, herrajes especiales, etc. En tal caso debe valorarse de forma previa y desestimar su ejecución si no se obtiene una amortización de la misma en un periodo razonable que no debería exceder de los 10 años.

Partidas de la instalación:

Módulos.

El análisis de los precios de los módulos se realiza a partir de los datos publicados por la revista Photon International, cuya base de precios se actualiza mes a mes. Se observan diferentes precios en función de las tecnologías utilizadas, pero nos centraremos en las de silicio mono y policristalino.

Al ser una tecnología madura, y con un exceso de capacidad instalada, es previsible una estabilidad de precios, incluso una ligera tendencia a la baja.

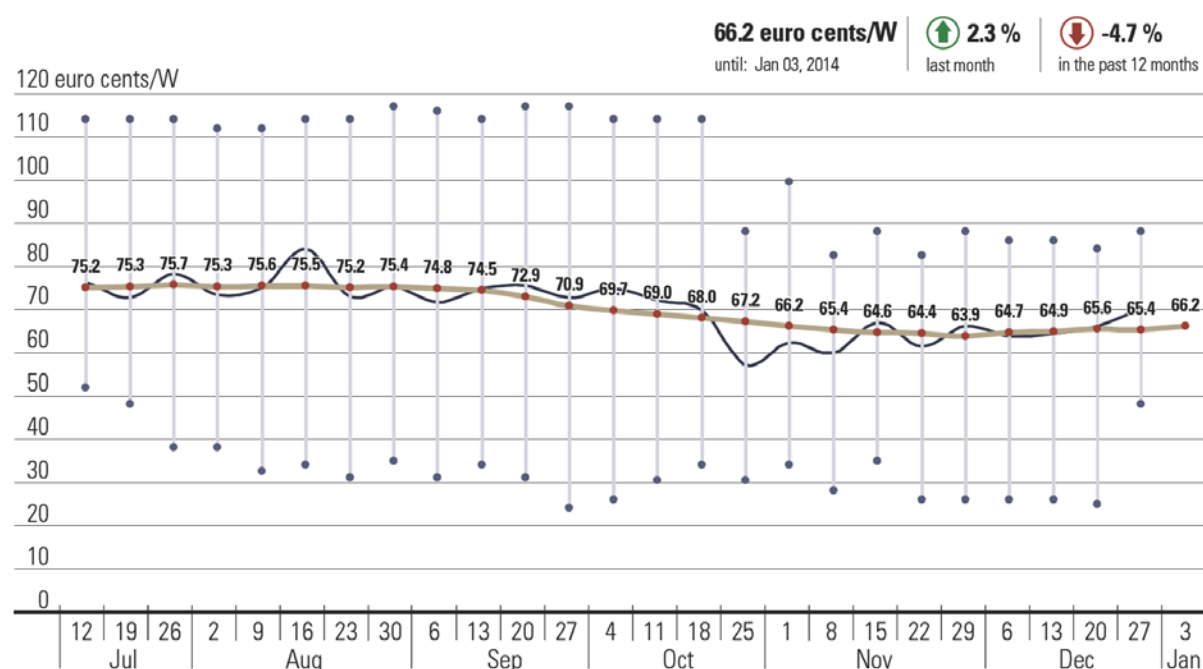


Figura 77. Evolución de precios de módulos de silicio fabricados en Europa. Fuente: Photon.

En función del origen del producto, podemos encontrar, precios desde los 0,66 €/Wp para productos fabricados en Europa, hasta 0,57 €/Wp para productos que tienen su origen en el mercado chino. Adoptaremos un precio medio de cálculo de 0,60€/Wp. Los precios han sido contrastado a la baja con proveedores nacionales que incluso ofrecen producto originario de Corea que podría acercarse a los 0,50 €/Wp. El precio, es un precio medio para el módulo de silicio cristalino, siendo el precio del monocristalino un 5% mayor, 0,63€/Wp y el del policristalino un 5% menor, 0,57€/Wp.

El precio establece condiciones de pronto pago y volúmenes de pedido mínimo que pueden ajustarse a pequeñas instalaciones.

El precio base está calculado para suministros a partir de 10kWp, teniendo un sobrecoste del 5% para pedidos entre 5 y 10 kWp y otro sobrecoste adicional del 5% para pedidos menores de 5kWp. A la hora de establecer los precios por instalación se han tenido en cuenta los costes logísticos.

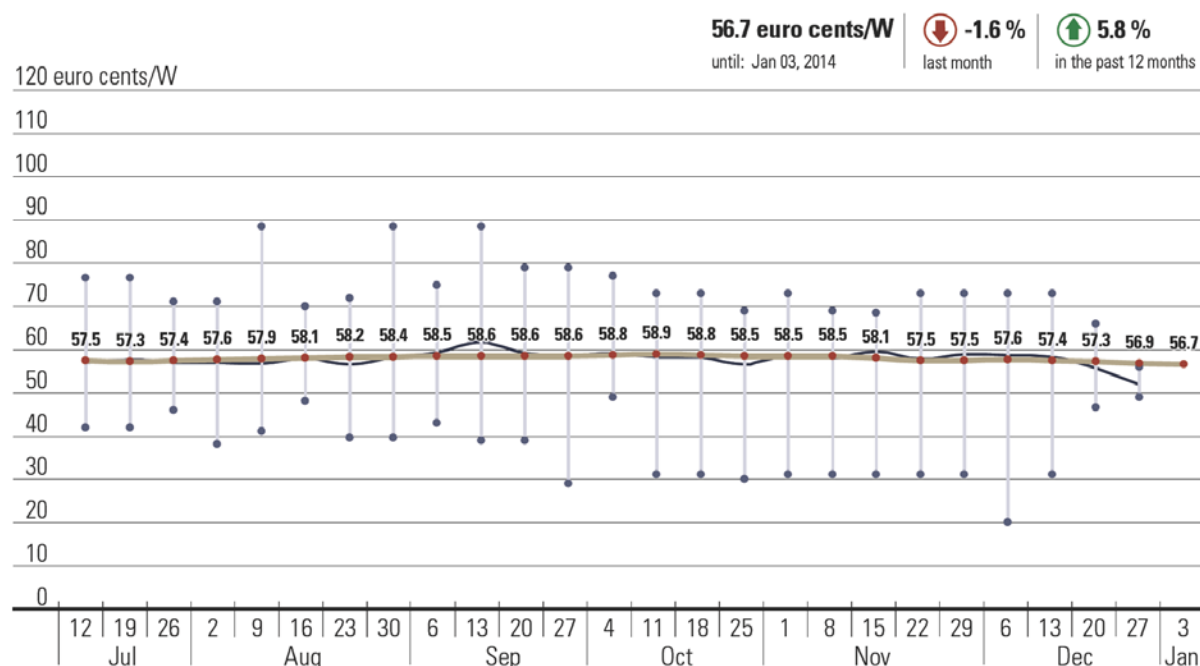


Figura 78. Evolución de precios de módulos de silicio fabricados en China. Fuente: Photon.

Como ya se comentó anteriormente, se apuesta por tecnologías de silicio, más experimentadas, con un mayor número de proveedores y unas condiciones más ventajosas en lo que se refiere a precios y plazos de suministro.

No se consideran en este estudio los módulos de capa delgada por carecer de un consumo estable en el mercado y una adecuada diversificación de proveedores que garantice un suministro continuo. Se observan también grandes diferencias entre proveedores para un mismo producto, lo que provoca que resulte difícil confeccionar una estadística de precios fiable. De cara a proyectos de integración urbana donde ratio kilovatios/hora producidos por metro cuadrado utilizado puede ser un factor determinante, los módulos de capa fina tienen un peor posicionamiento, lo que hace, que salvo excepciones, las instalaciones proyectadas se ejecuten con módulos monocristalinos ó policristalinos, siendo de mayor uso los primeros por tener un mayor rendimiento.

Inversores

El análisis de los precios de los inversores se realiza a partir de los datos publicados por la revista Photon International, cuya base de precios se actualiza mes a mes. Se observan diferentes precios en función del rango de potencia nominal en el que se incluye cada inversor.

La tendencia de precios de inversores fotovoltaicos se ha mantenido muy estables en los últimos meses, situándose en 0,26 €/W para equipos con potencias de hasta 5KW, 0,18 €/W para equipos con potencias entre 5KW y 10KW y 0,14 €/W para equipos con potencias desde 10KW hasta 100KW.

Precios medios para inversores en función del rango de potencia nominal

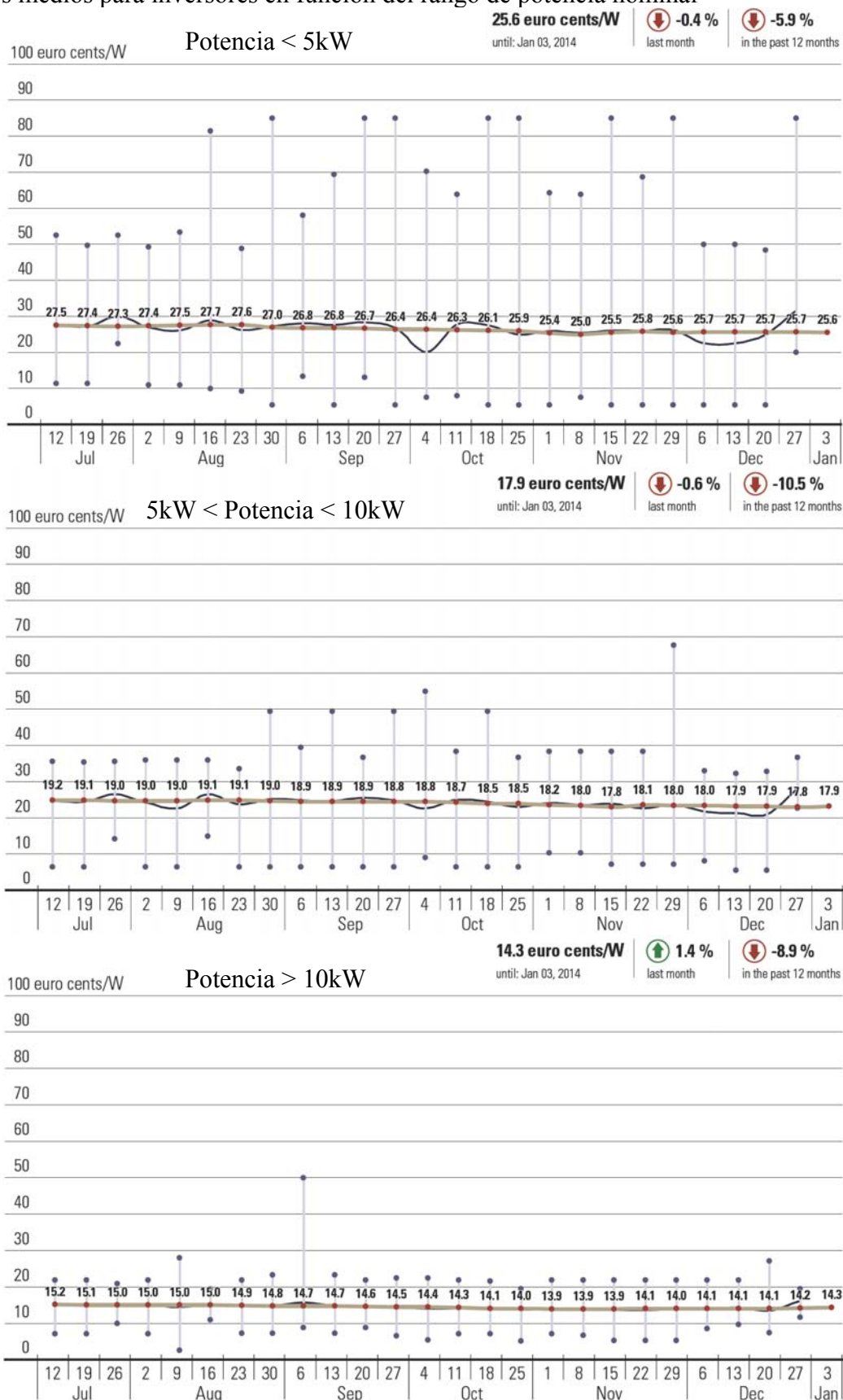


Figura 79. Precios de inversores según la potencia nominal. Fuente: Photon.

Estructura soporte.

Se puede estimar un precio medio aproximado de 0,16€/Wp para las estructuras soporte sobre tejado y 0,20 €/Wp para estructuras sobre suelo.

La estructura sobre suelo se encarece ligeramente ya que hay que fijar la perfilera sobre las correas y estas sobre los soportes recibidos en el suelo mediante zapatas de hormigón.

En función del nivel de radiación en instalaciones sobre suelo, puede valorarse la conveniencia de instalar seguidores solares cuyo coste puede estimarse en 0,80€/Wp para seguidores de dos ejes y 0,50€/Wp para seguidores acimutales.

No obstante y aunque se ha analizado el coste de los seguidores para las instalaciones sobre suelo, el estudio económico objeto de este proyecto está orientado a instalaciones que puedan integrarse en entorno urbano, que en su mayoría serán sobre cubiertas, donde las instalaciones con seguimiento están desaconsejadas por las solicitudes suplementarias a las que deben adecuarse las cubiertas y por la necesidad de programas de mantenimiento más rigurosos.

Instalación eléctrica.

En la partida eléctrica se incluye la mano de obra, el cableado de CC, el cableado de CA, cuadro de mando y maniobra, los cuadros de paralelo, el conmutador de red, las líneas de tierra, los equipos de medida, etc. En el precio no se incluye el coste del centro de transformación puesto que todas las conexiones se realizarán en baja tensión.

En las instalaciones analizadas, la partida eléctrica toma valores desde los 0,20 €/Wp en instalaciones pequeñas, los 0,30 €/Wp en instalaciones medianas y los 0,35€/Wp en instalaciones grandes.

Se justifican las diferencias entre dichos valores por las distancias que debe recorrer el cableado en la instalación, con sus correspondientes reagrupaciones de corriente alterna si son multi-inversor y de corriente continua si son mono-inversor, hasta el punto de acceso a la red.

Ingeniería y tramitación.

El Real Decreto 1699/2011 de 18 de noviembre, que regula la conexión de las instalaciones de producción energética de pequeña potencia, simplifica y reduce el coste de la tramitación de proyectos de hasta 100KW.

La partida de ingeniería y tramitación, se reduce bastante con respecto a los costes asociados a la anterior normativa, cuya tramitación suponía en ocasiones una repercusión de hasta 0,15€/Wp, en gastos derivados de constitución de sociedades, tasas autonómicas, licencias, tasas municipales, notarías, AJD, registros, publicaciones, etc.

Los costes de ingeniería, tanto de proyectos como direcciones de obra, que suponían unos 0,08€/Wp, también se ven notablemente reducidos con la nueva legislación.

Puede estimarse un coste asociado a la nueva tramitación de 0,04 €/Wp, 0,05 €/Wp y 0,08 €/Wp para las instalaciones pequeñas, medianas y grandes respectivamente, que además incluiría las partidas destinadas a la elaboración de memorias técnicas, proyectos y otra documentación.

Seguridad y control

En la partida de seguridad y control, para instalaciones en suelo, se incluyen la protección perimetral, la vigilancia anti-intrusión y de robo de módulos y los seguros propios de la actividad. Suponen 0,10€/Wp, para las instalaciones grandes, 0,14€/Wp para las medianas y 0,20€/Wp para las pequeñas.

Esta cifra disminuye hasta valores de 0,05€/Wp para las instalaciones grandes, 0,07€/Wp para las medianas y 0,10€/Wp para las pequeñas, cuando consideramos instalaciones en lugares de difícil acceso como tejados de viviendas y cubiertas de naves.

Logística y otros.

En el concepto de logística y varios, adoptaremos un valor de 0,01 €/Wp para instalaciones pequeñas y medianas y 0,02€/Wp para las instalaciones grandes. Aunque el ratio de transporte es menor para las instalaciones grandes, se observa que la recepción de los módulos, los equipos y el material necesita un periodo de almacenaje vigilado durante el tiempo que dura el montaje, con el consiguiente sobrecoste.

Los costes de contratación de maquinaria específica para acceder con seguridad a las superficies donde se ubicarán las instalaciones, se suponen incluidas en cada una de las partidas específicas del montaje de la instalación.

El equipamiento y maquinaria que facilite la accesibilidad a las cubiertas y tejados para la ejecución material de las instalaciones es determinante, por lo que debe tener un coste razonablemente bajo, de lo contrario cuestionaría la viabilidad de los proyectos.

En el supuesto de realizar la inversión con financiación ajena, los intereses y gastos financieros derivados de la formalización de préstamos, no se considerarán como partidas iniciales de gasto.

En las siguientes tablas se calcula el resultado del coste de las instalaciones (*CI*), por partidas y en función de la potencia nominal del generador para montaje sobre suelo y sobre cubierta. Al coste de las partidas se ha añadido el beneficio industrial de la empresa instaladora.

MONTAJE SOBRE CUBIERTA. Precios en €/Wp						
	P<5KWn		5KWn<P<10KWn		10KWn<P	
	Monoc	Polic	Monoc	Polic	Monoc	Polic
MODULOS	0,69	0,63	0,66	0,60	0,63	0,57
INVERSOR	0,26	0,26	0,18	0,18	0,14	0,14
ESTRUCTURA SOPORTE	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
INSTALACION ELECTRICA	0,20	0,20	0,30	0,30	0,35	0,35
INGENIERIA Y TRAMITACION	0,04	0,04	0,05	0,05	0,08	0,08
SEGURIDAD Y CONTROL	0,10	0,10	0,07	0,07	0,05	0,05
LOGISTICA y OTROS	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02
B.I. 15%	0,22	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21
SUBTOTAL	1,68	1,61	1,65	1,57	1,64	1,58
TOTAL+IVA 21%	2,04	1,95	1,99	1,90	1,99	1,91

Figura 80. Coste de una instalación *CI*, sobre cubierta en €/Wp. Fuente propia.

MONTAJE SOBRE SUELO Precios en €/Wp						
	P<5KWn		5KWn<P<10KWn		10KWn<P	
	Monoc	Polic	Monoc	Polic	Monoc	Polic
MODULOS	0,69	0,63	0,66	0,60	0,63	0,57
INVERSOR	0,26	0,26	0,18	0,18	0,14	0,14
ESTRUCTURA SOPORTE	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
INSTALACION ELECTRICA	0,28	0,28	0,30	0,30	0,35	0,35
INGENIERIA Y TRAMITACION	0,04	0,04	0,05	0,05	0,08	0,08
SEGURIDAD Y CONTROL	0,20	0,20	0,14	0,14	0,10	0,10
LOGISTICA y OTROS	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02
B.I. 15%	0,25	0,24	0,23	0,22	0,23	0,22
SUBTOTAL	1,94	1,86	1,77	1,70	1,75	1,68
TOTAL+IVA 21%	2,34	2,25	2,14	2,06	2,12	2,03

Figura 81. Coste de una instalación *CI*, sobre suelo en €/Wp. Fuente propia.

Como resultado del cálculo de precios por partidas se obtiene una horquilla de valores máximos y mínimos según la tipología de la instalación y el tipo de cálculo, con o sin impuesto. También se obtienen unos valores máximos y mínimos finales con los que se realizarán las simulaciones.

	Sobre suelo		Sobre cubierta		Suelo y cubierta		Horquilla Cálculo	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Sin IVA	1,68	1,86	1,57	1,65	1,57	1,86	1,57	2,25
con IVA	2,03	2,25	1,90	1,99	1,90	2,25		

Figura 82. Horquilla de cálculo del coste de una instalación *CI*, en €/Wp. Fuente propia

Para el cálculo de las partidas diferentes de los módulos y en inversor se han considerado los precios de instalaciones reales ejecutadas entre los años 2008 y 2009, actualizándose los precios al 2014 mediante el indicador IPRI (Índice de Precios Industriales) del INE.

5.5.5.- Amortización de instalaciones.

Coste de la inversión.

El coste de inversión del proyecto representado por *A* y expresado en euros, puede calcularse como:

$$A = P_{stc} (W_p) \cdot CI (\text{€/Wp}) \quad (173)$$

Donde *CI* es el coste de la instalación.

Coste de la energía de sustitución.

El coste de la energía de sustitución *CES*, es el importe que dejará de pagarse por consumir la energía generada y destinada al consumo *ECG* y puede calcularse como:

$$CES = TESr(T1) \cdot ECG(t1) + TESr(T2) \cdot ECG(t2) + TESr(T3) \cdot ECG(t3) \quad (174)$$

Donde:

TESr(TP) con $P = 1,2,3$, es el precio de la energía de sustitución con respaldo de la tarifa *T* en el periodo *P*. El término *TESr(TP)* se calcula mediante las ecuaciones (171) y (172).

Cuando no se aplica el peaje de respaldo, $TESr(TP) = TES(TP)$.

$ECG(tp)$, con $P = 1,2,3$, es la energía generada y destinada al consumo resultado del sumatorio de los intervalos de tiempo anuales que pertenecen al periodo P . El término $ECG(tp)$, se calcula mediante la ecuación (165).

La ecuación (174) puede ser expresada con uno, dos o tres términos en función de la tarifa que sea de aplicación.

Ingresos de la instalación

Consideraremos ingresos de la instalación I , a la suma del precio compra de la energía por los kilovatios-hora que han sido sustituidos en autoconsumo y compensación saldos, más los ingresos directos de venta de excedentes de energía.

Supondremos que los ingresos están sujetos a la evolución del precio de la energía y a la degradación de la instalación expresada en términos de pérdida de producción. Para el precio de la energía supondremos un incremento anual constante igual a e expresado en tanto por uno y para la degradación una reducción anual constante igual a q expresada en tanto por uno.

Para una anualidad cualquiera i pueden expresarse los ingresos Ii como:

$$Ii = (1+e)^i \cdot (1-q)^i \cdot (EE \cdot P_{pool} + CES) \quad \text{siendo } i = 0,1,2,\dots,n \quad (175)$$

Donde:

EE son los excedentes anuales de energía.

P_{pool} es el precio de las transacciones de compra-venta de electricidad o precio del pool.

Este valor se toma como cero cuando no se permite la comercialización de los excedentes.

CES es el coste de la energía de sustitución anual calculado con la ecuación (172).

Gastos de la instalación

Se consideran gastos de instalación G , las reparaciones, limpiezas y mantenimiento en general, también las inspecciones y los impuestos y tasas no ligados al precio de la energía.

Calcularemos los gastos como un porcentaje a del coste de la inversión inicial A y supondremos una actualización anual constante del precio c .

Para una anualidad cualquiera i pueden expresarse los gastos Gi como:

$$Gi = (1+c)^i \cdot a \cdot A \quad \text{siendo } i = 0,1,2,\dots,n \quad (176)$$

c y a se expresan en tanto por uno.

Plazo de Recuperación con Descuento, DPBT.

Calcularemos Plazo de Recuperación con Descuento de una instalación de autoconsumo mediante la expresión:

$$A = \sum_{i=1}^{DPBT} \frac{Q_i}{(1+d)^i} \quad (177)$$

Donde:

A el coste de la inversión calculado con la ecuación (173).

d es el pasivo o coste del capital.

El término Q_i puede obtenerse en función de las ecuaciones (175) y (176) como:

$$Q_i = I_i - G_i \quad \text{siendo } i = 0,1,2,\dots,n \quad (178)$$

$$\text{Para } i = 0, \quad Q_0 = (EE \cdot P_{pool} + CES) - a \cdot A \quad (179)$$

Para el cálculo de Q_i en las tarifas por periodos existirán dos supuestos. En el primero, la compensación de saldos se produce por periodos y en el segundo se comporta como si los periodos no existiesen. Como el segundo supuesto se calcula en función del primero, existirá una reducción de excedentes EE , y un incremento de la energía generada y consumida EGC , como resultado de la compensación de saldos entre los diferentes periodos.

El cálculo total de los excedentes compensados en el segundo supuesto, se realiza comparando ambos supuestos, tarifa con periodos y tarifa sin periodos. Como en este proceso de cálculo no se determina el origen de los excedentes compensados, que en su mayoría proceden del periodo 2, se ha valorado de una forma conservadora el incremento la energía generada y consumida EGC , mediante el precio del término de energía del periodo 2.

En la hoja de cálculo de Balance y Amortización pueden obtenerse otros parámetros económicos como el VAN y el TIR, que se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$VAN = -A + \left[\frac{Q_1}{1+d} + \frac{Q_2}{(1+d)^2} + \Lambda + \frac{Q_n}{(1+d)^n} \right] \quad (180)$$

$$0 = -A + \left[\frac{Q_1}{1+TIR} + \frac{Q_2}{(1+TIR)^2} + \Lambda + \frac{Q_n}{(1+TIR)^n} \right] \quad (181)$$

También se obtienen resultados específicos para cada supuesto de combinación de tarifa y periodo de compensación de saldos, como el Cash-flow, la dimensión financiera de la inversión y la tesorería, con estados finales e intermedios.

En este estudio se ha recurrido al análisis clásico de valoración de proyectos de inversión, utilizando métodos dinámicos DPBT, VAN, y TIR.

Se ha preparado el cálculo para la presentación del indicador económico DPBT, (Discount Pay Back Time) o Plazo de Recuperación con Descuento de un proyecto de inversión. Otros parámetros económicos como TIR, VAN, valores de tesorería, etc. pueden encontrarse en las hojas de balance y amortización.

5.6.- SIMULACION.

5.6.1.- Introducción.

Se realizarán simulaciones para comprobar el comportamiento del plazo de recuperación de la inversión en función del Yield y en función del coste €/Wp de la instalación. También se realizará una simulación sobre un balanceo anual con un ratio de compensación igual a 2 en la localidad de Madrid y sobre la propuesta de autoconsumo de julio de 2013 de la CNE.

Para la realización de las simulaciones se mantendrán fijos los siguientes parámetros:

Localización:

La inclinación y orientación de los módulos será la óptima.

Se fija un valor de albedo 0,20

Consumo y tarifa.

Se igualan consumo anual y producción anual del generador. Se dimensiona el sistema con un generador de 1kWp de forma que los resultados de producción coinciden con el Yield.

No se descuentan peajes salvo en la simulación del borrador de la CNE.

Se venden los excedentes a precio de pool, salvo en la simulación del borrador de la CNE.

Se establece un ratio de intercambio 1, excepto en la última simulación que será de 2.

Instalación.

La potencia pico del generador será igual a 1kWp

El módulo tiene un rendimiento del 13%, $T_{ONC} = 47^{\circ}\text{C}$ y $\gamma = 0,44\%/^{\circ}\text{C}$

El inversor una eficiencia del 96% y desconexión por debajo del 5%. Un rango medio de conexión en corriente continua de 400V y una media de 4 entradas de string.

Las líneas tienen una sección de 6mm^2 y unas longitudes de 12m y 30 m para corriente continua y corriente alterna respectivamente.

Pérdidas

Mismatch = 1,50%

Espectrales = 0,50%

Potencia Nominal = 2,00% (+/- 3%)

Otras pérdidas AC = 0,50% Pruebas, paradas,...

Perdida Suciedad = 0,26%/ por día con precipitaciones < 1mm

Perdida de potencia anual = 1,00%

Parámetros económicos

Variación anual del precio del término de energía = 3,00%

Gastos de la instalación por año expresado en porcentaje de inversión inicial = 1%

Variación anual de los gastos = 2%

Vida útil de la instalación = 25 años

Valor final de la instalación = 0€

Financiación propia.

5.6.2.- Simulaciones:

Simulación 1. Yield y DPBT.

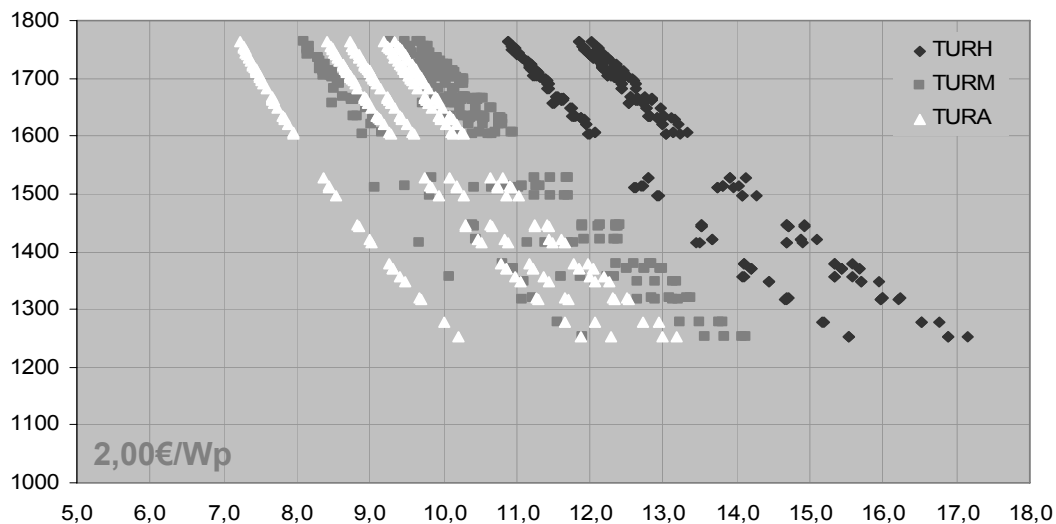
Se fijan los parámetros con los valores mencionados en el punto. 5.7.1

Se adopta un precio medio para las instalaciones residenciales de 2,00€/Wp (IVA incluido) y de 1,76€/Wp para el resto.

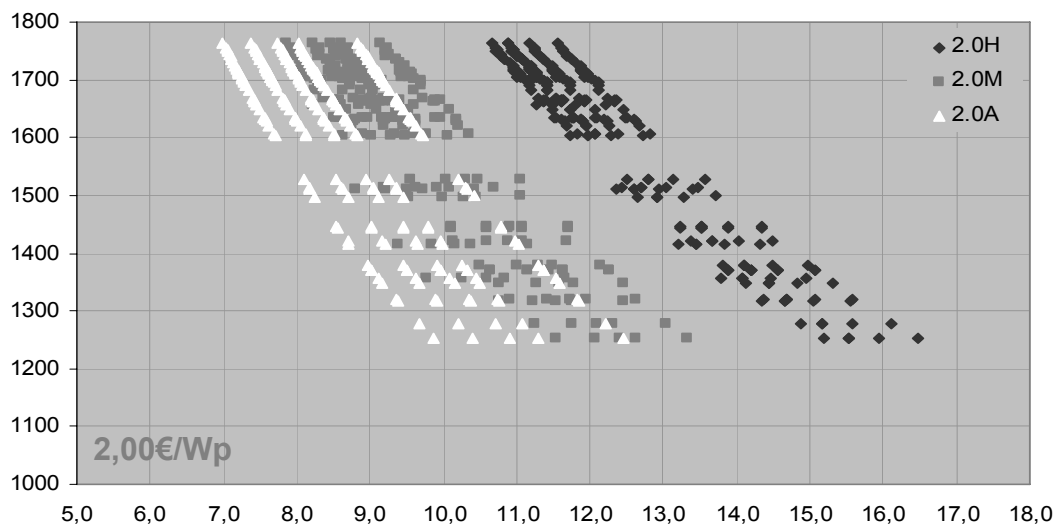
Se calculan resultados para las 54 capitales de provincia que figuran en la base de datos.

Los resultados se calculan por perfiles de consumo y tarifas.

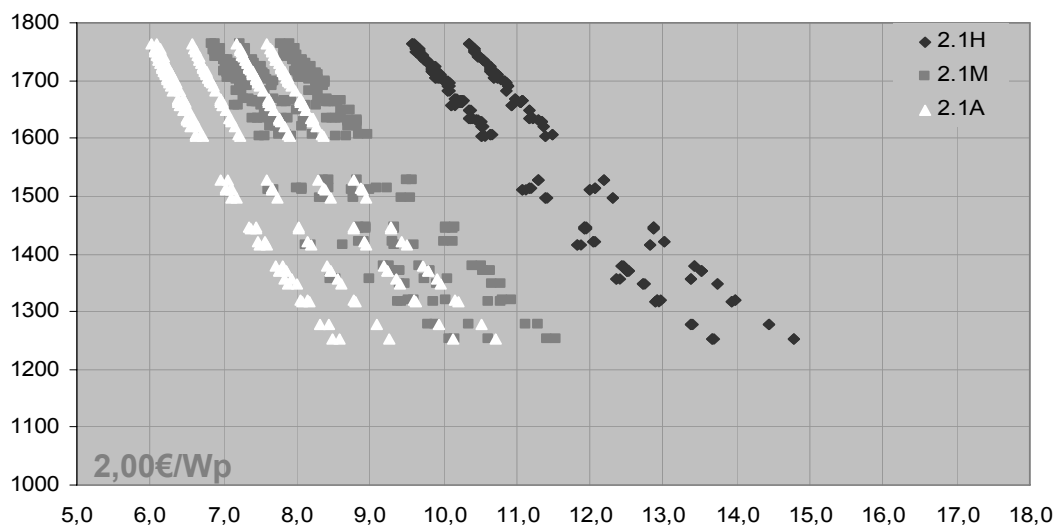
Perfil residencial. Se comparan Yiel anual (kWh/kWp) frente a Amortización (años). Tarifa TUR. Curvas Horaria (TURH), día y mes (TURM) y anual (TURA). Figura 83.



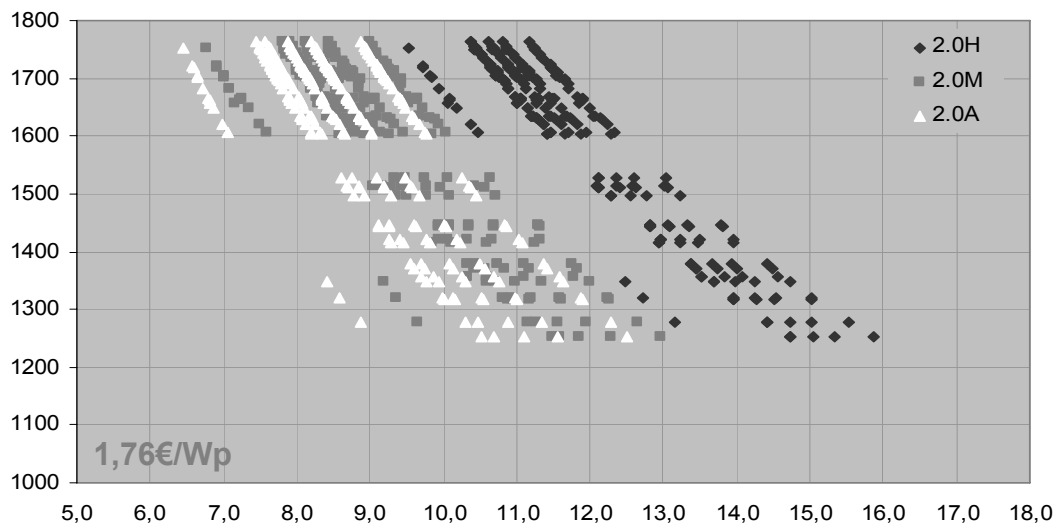
Tarifa 2.0. Curvas Horaria (2.0H), día y mes (2.0M) y anual (2.0A). Figura 84.



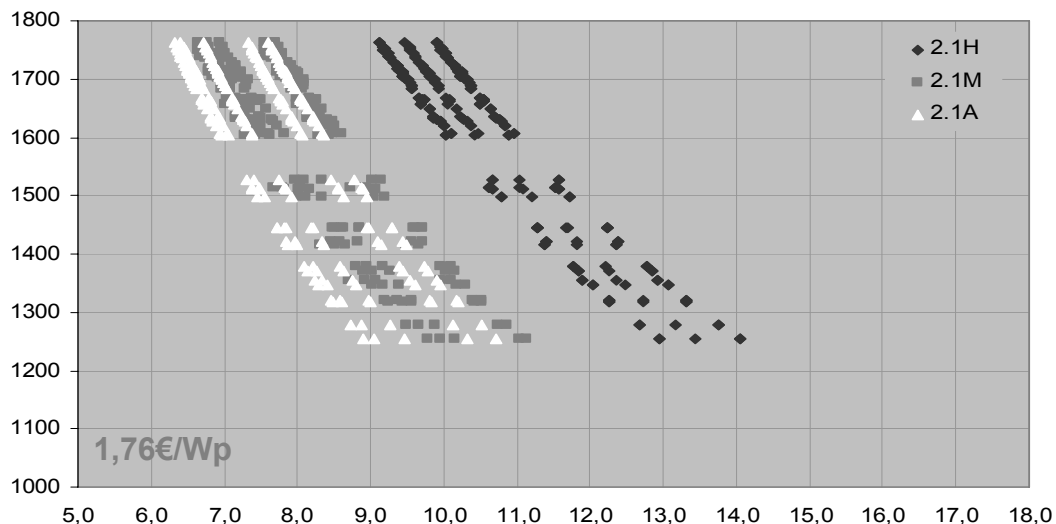
Tarifa 2.1. Curvas Horaria (2.1H), día y mes (2.1M) y anual (2.1A). Figura 85.



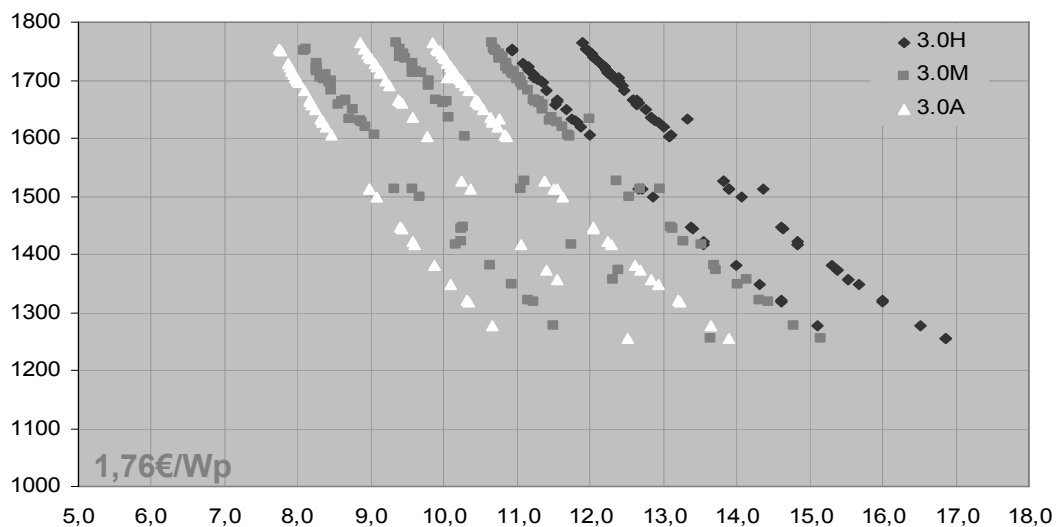
Perfil restauración. Se comparan Yiel anual (kWh/kWp) frente a Amortización (años).
 Tarifa 2.0. Curvas Horaria (2.0H), día y mes (2.0M) y anual (2.0A). Figura 86.



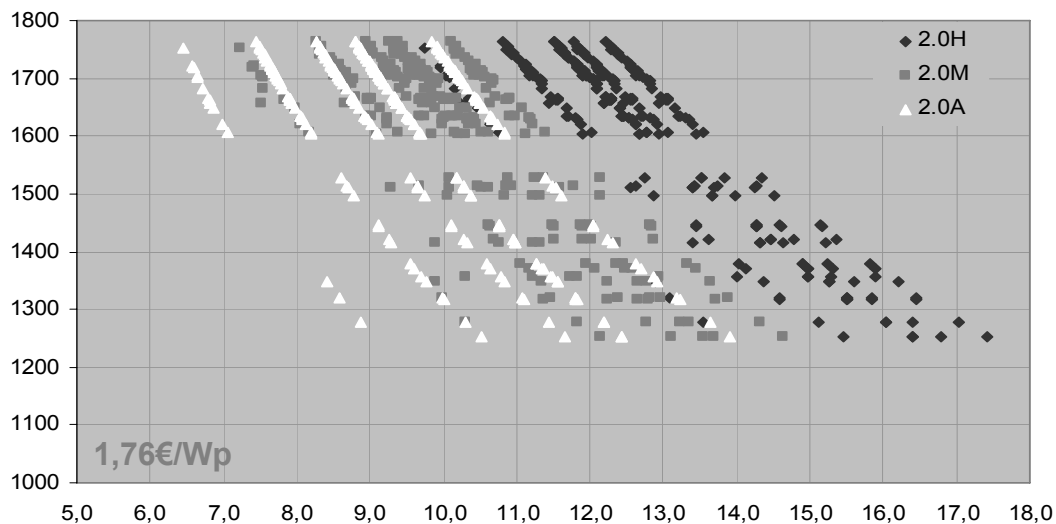
Tarifa 2.1. Curvas Horaria (2.1H), día y mes (2.1M) y anual (2.1A). Figura 87.



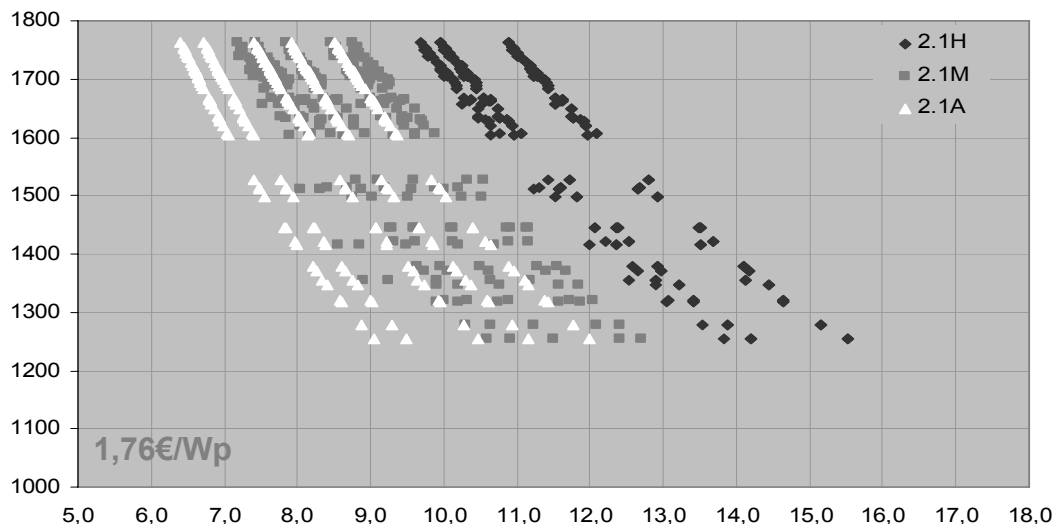
Tarifa 3.0. Curvas Horaria (3.0H), día y mes (3.0M) y anual (3.0A). Figura 88.



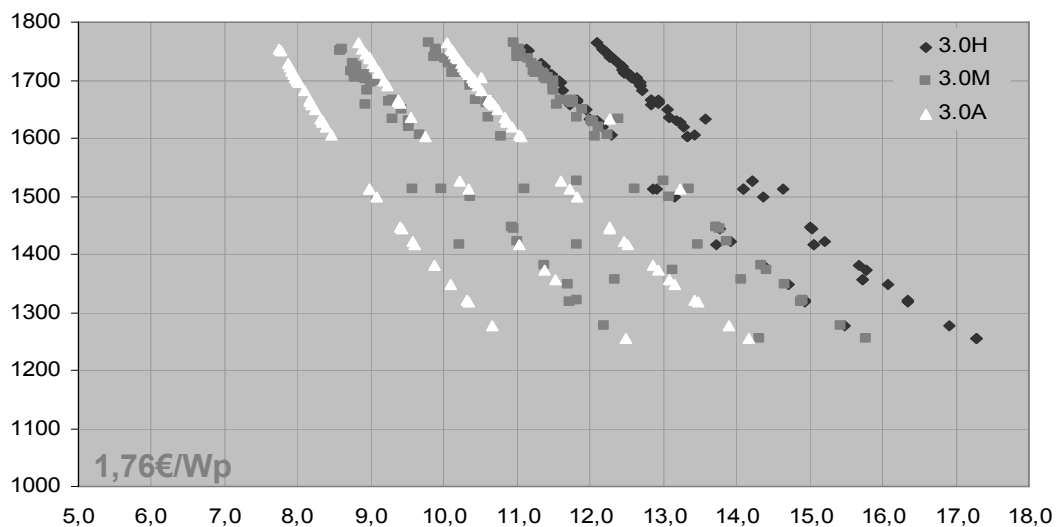
Perfil comercios. Se comparan Yiel anual (kWh/kWp) frente a Amortización (años).
 Tarifa 2.0. Curvas Horaria (2.0H), día y mes (2.0M) y anual (2.0A). Figura 89.



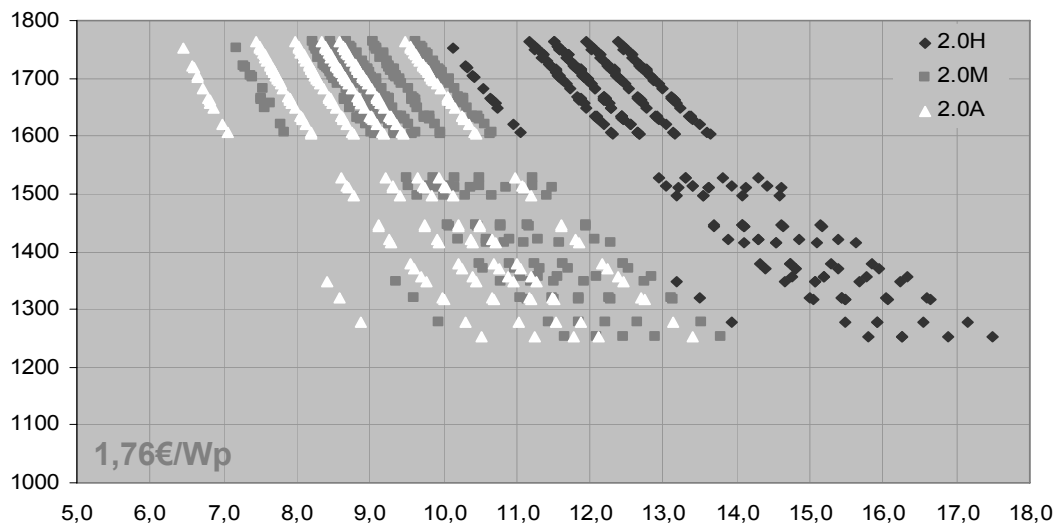
Tarifa 2.1. Curvas Horaria (2.1H), día y mes (2.1M) y anual (2.1A). Figura 90.



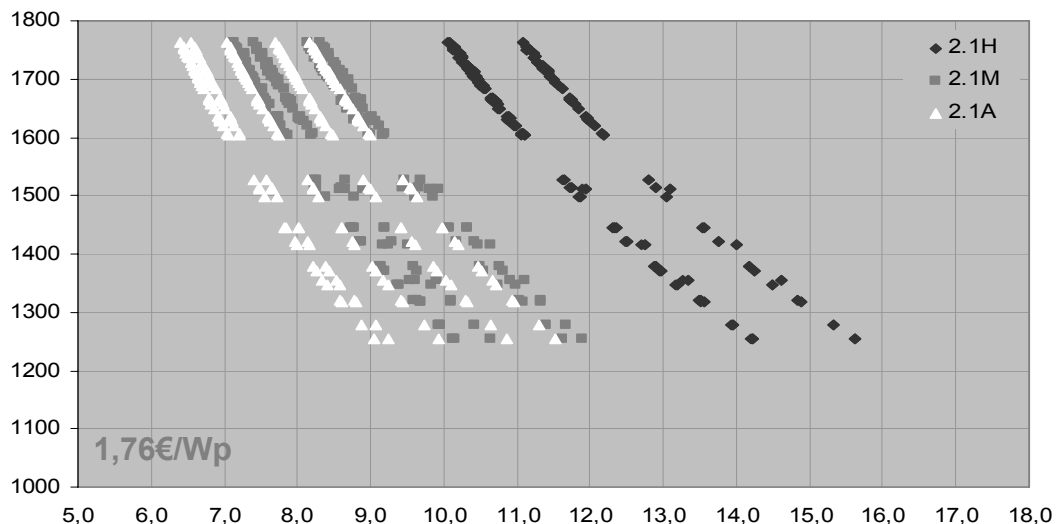
Tarifa 3.0. Curvas Horaria (3.0H), día y mes (3.0M) y anual (3.0A). Figura 91.



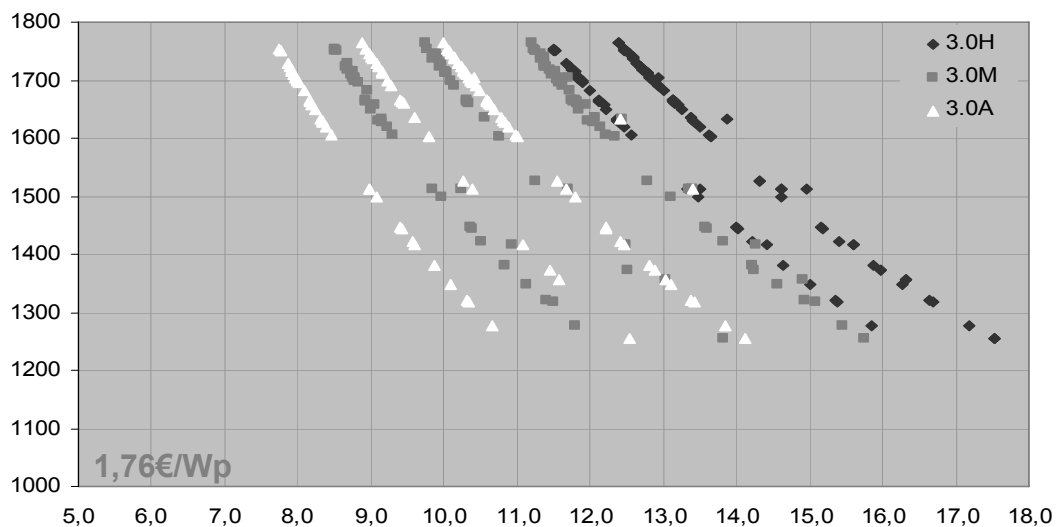
Perfil hoteles. Se comparan Yiel anual (kWh/kWp) frente a Amortización (años).
 Tarifa 2.0. Curvas Horaria (2.0H), día y mes (2.0M) y anual (2.0A). Figura 92.



Tarifa 2.1. Curvas Horaria (2.1H), día y mes (2.1M) y anual (2.1A). Figura 93.



Tarifa 3.0. Curvas Horaria (3.0H), día y mes (3.0M) y anual (3.0A). Figura 94.



Para el perfil residencial se han tenido en consideración las tarifas TUR, 2.0 y 2.1, aunque la 2.1 tiene una potencia excesiva para este perfil. En el resto de sectores se ha incluido la tarifa 3.0 y se ha eliminado la TUR.

Dentro de las curvas horarias, diarias, mensuales y anuales de cada tarifa se han incluido las cinco series de valores de la tarifa: serie sin periodos; series con discriminación de 2 y 3 periodos y compensación diaria de saldos y series con discriminación de 2 y 3 periodos y sin compensación diaria de saldos.

Dependiendo de la tarifa y del periodo de compensación se observa una mayor o menor diferenciación de las series, teniendo en todos los casos un mejor comportamiento frente al DPBT la serie sin periodos (1P), después las series con discriminación de 2 y 3 periodos con compensación diaria de saldos (2P y 3P) y finalmente las series con discriminación de 2 y 3 periodos y sin compensación diaria de saldos (2P-D y 3P-D).

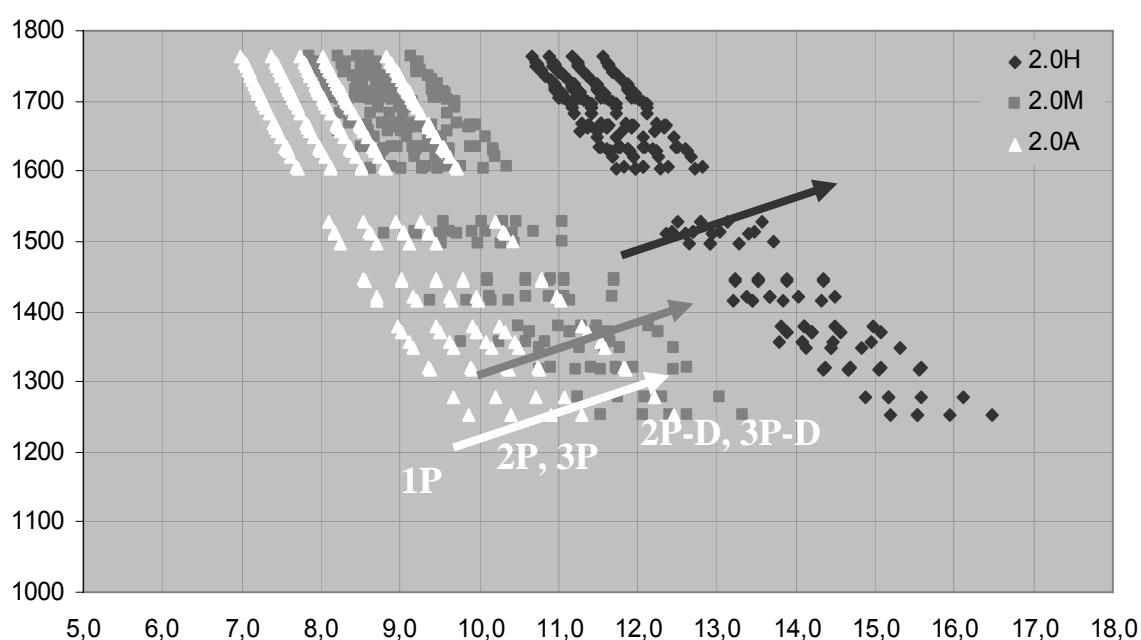


Figura 95. Tarifa 2.1. Perfil residencial. Comparación del Yield con DPBT. Fuente propia.

Simulación 2. Coste de la instalación y DPBT.

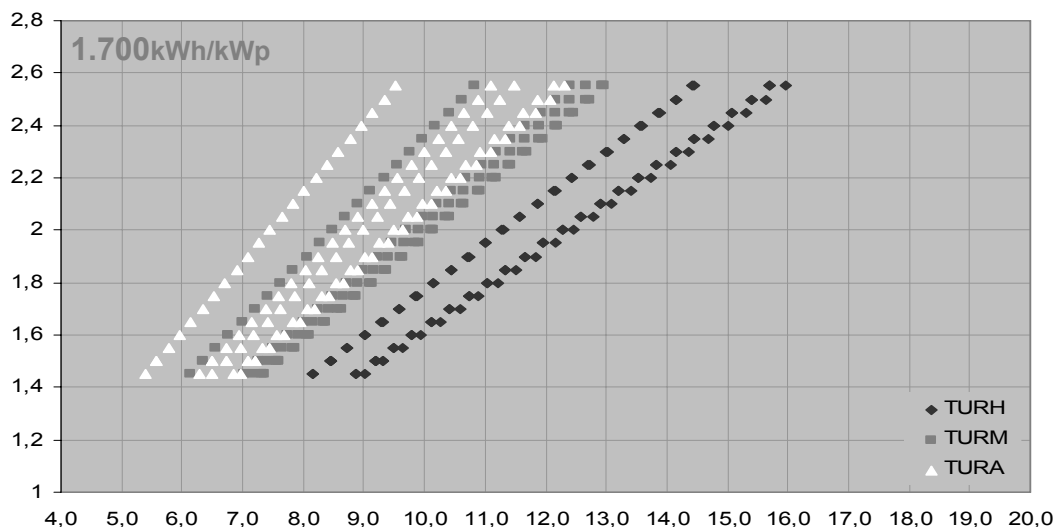
Se fijan los parámetros con los valores mencionados en el punto. 5.7.1

Se fija como localidad de cálculo Madrid.

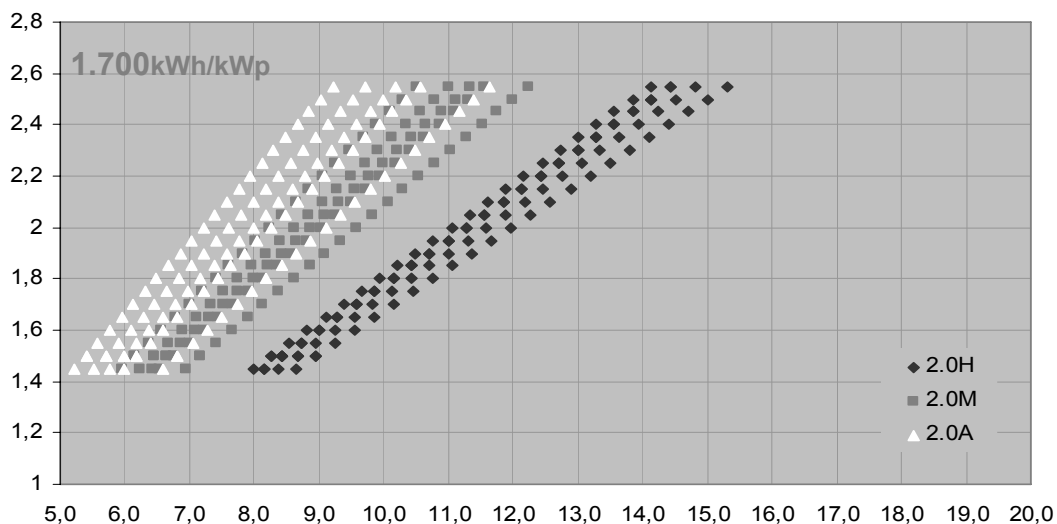
Se calculan resultados para las costes de la instalación desde un valor inicial de 1,40€/Wp, hasta uno final 2,55€/Wp, con precios intermedios cada 0,05€/Wp.

Los resultados se calculan por perfiles de consumo y tarifas.

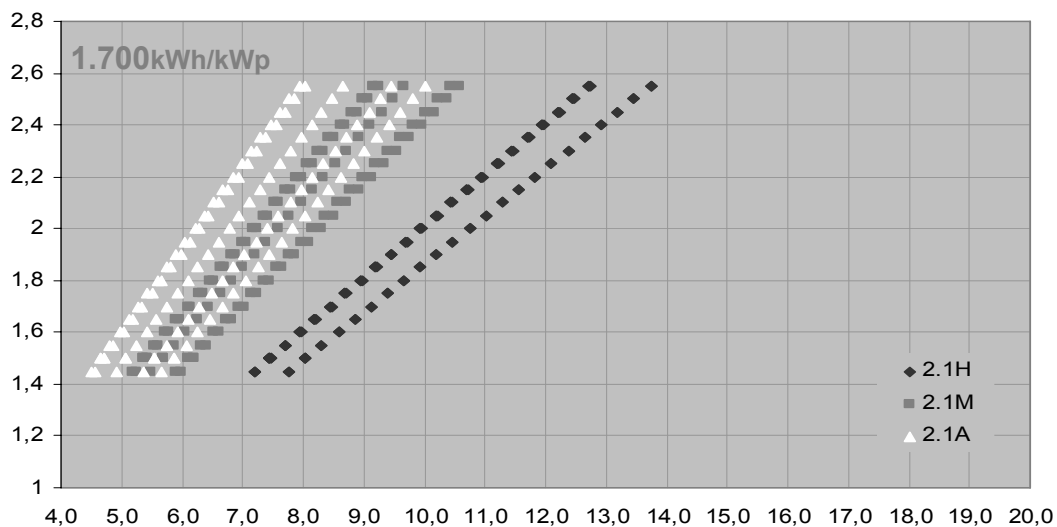
Perfil residencial. Se compara coste de la instalación (€/kWp) y Amortización (años). Tarifa TUR. Curvas Horaria (TURH), día y mes (TURM) y anual (TURA). Figura 96.



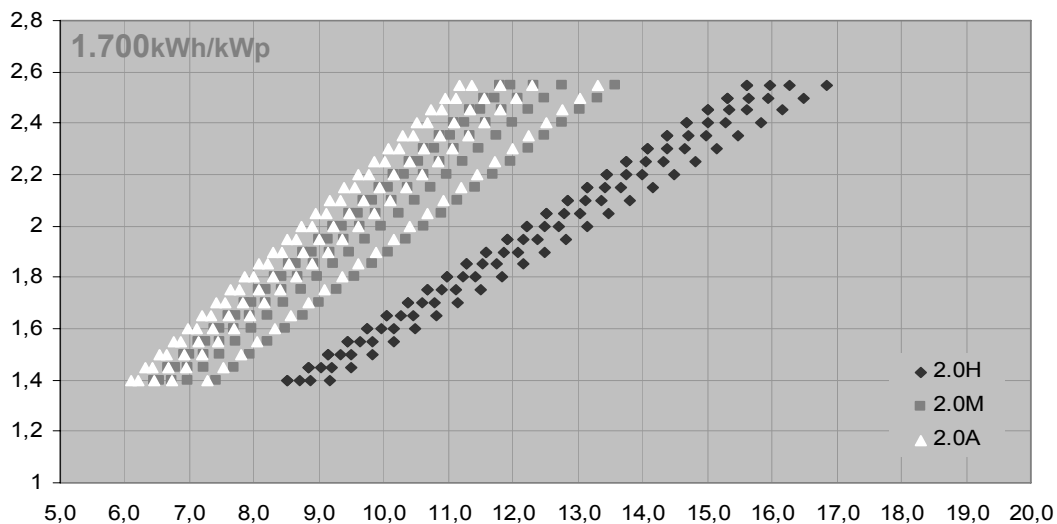
Tarifa 2.0. Curvas Horaria (2.0H), día y mes (2.0M) y anual (2.0A). Figura 97.



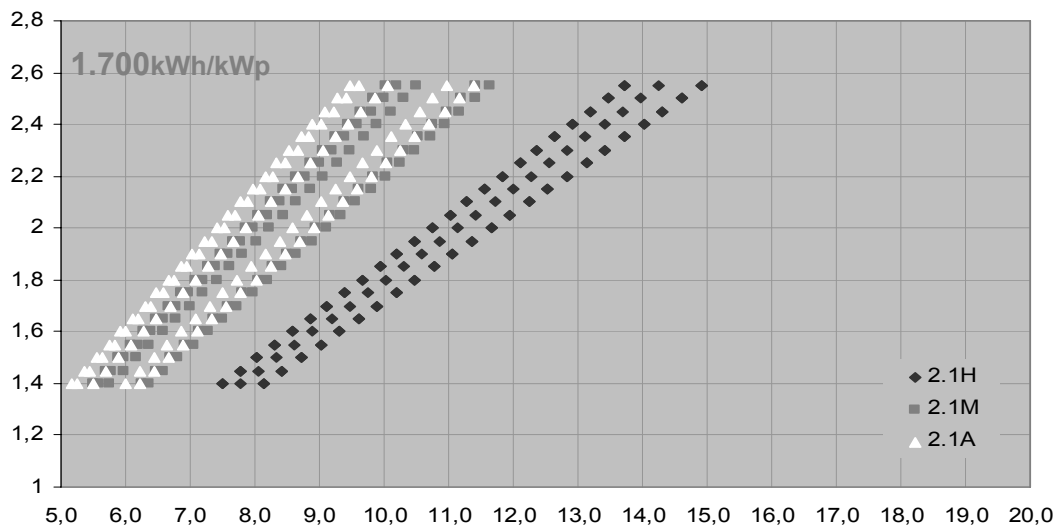
Tarifa 2.1. Curvas Horaria (2.1H), día y mes (2.1M) y anual (2.1A). Figura 98.



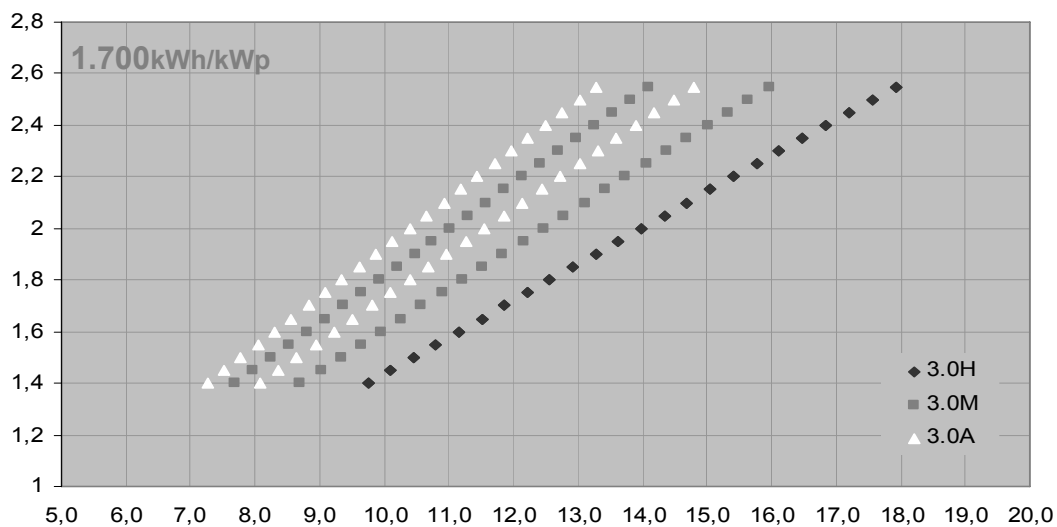
Perfil restauración. Se compara coste de la instalación (€/kWp) y Amortización (años).
 Tarifa 2.0. Curvas Horaria (2.0H), día y mes (2.0M) y anual (2.0A). Figura 99.



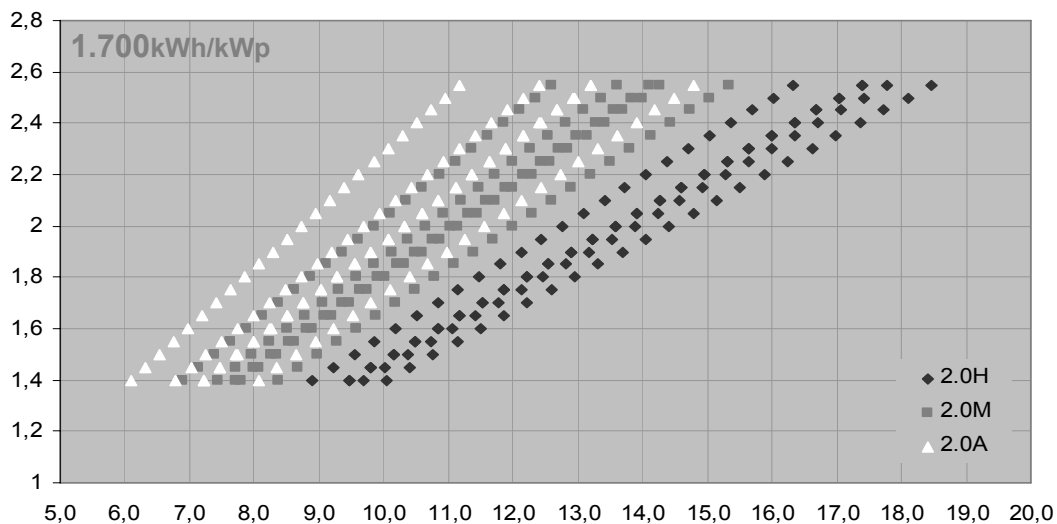
Tarifa 2.1. Curvas Horaria (2.1H), día y mes (2.1M) y anual (2.1A). Figura 100.



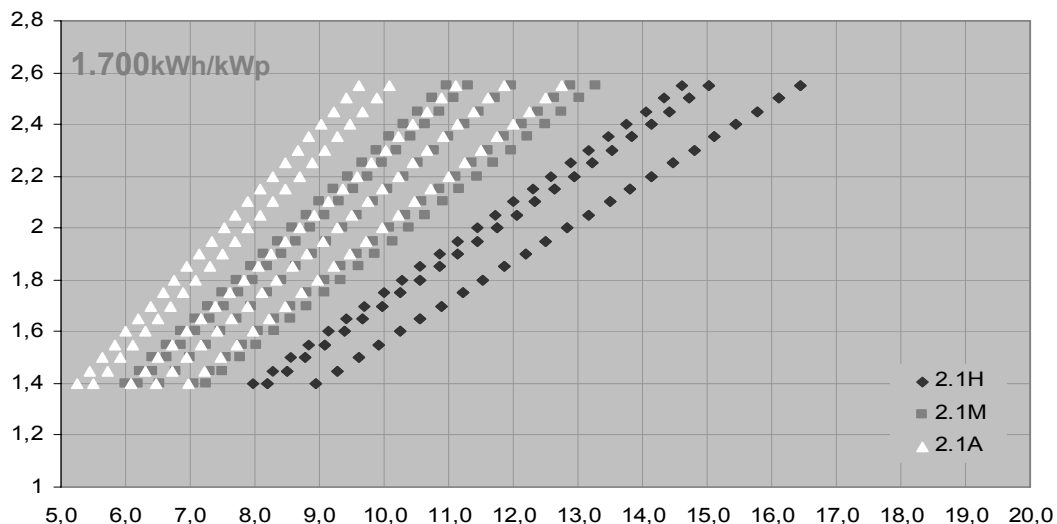
Tarifa 3.0. Curvas Horaria (3.0H), día y mes (3.0M) y anual (3.0A). Figura 101.



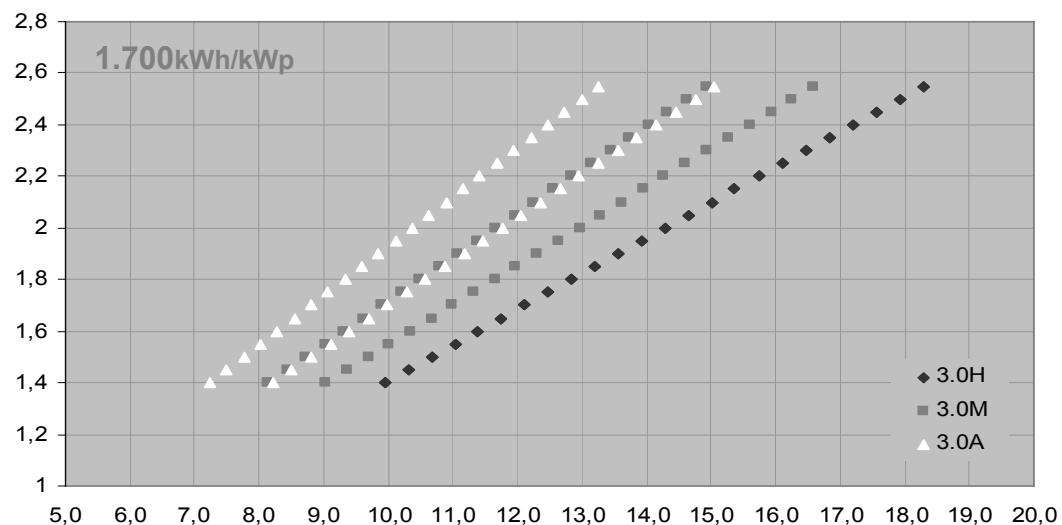
Perfil comercio. Se compara coste de la instalación (€/kWp) y Amortización (años).
 Tarifa 2.0. Curvas Horaria (2.0H), día y mes (2.0M) y anual (2.0A). Figura 102.



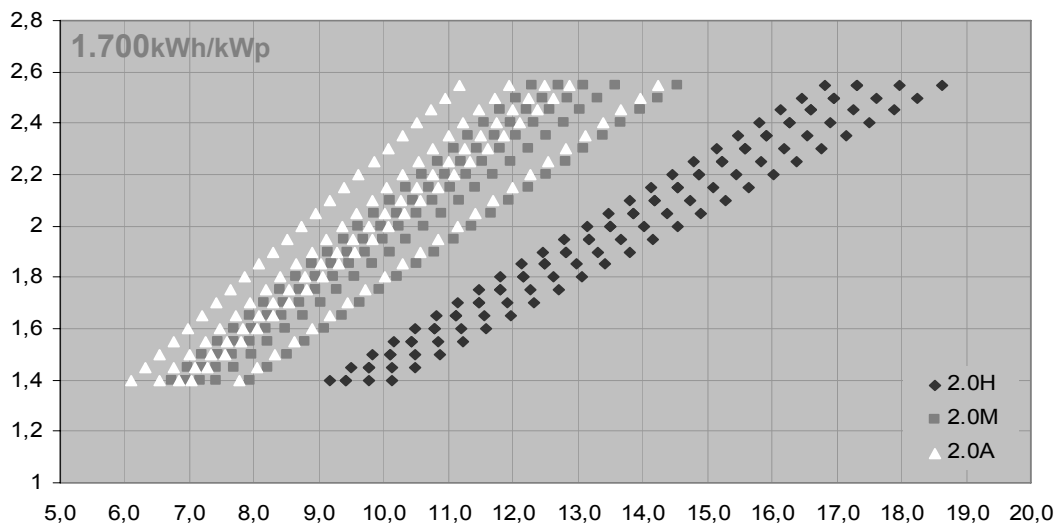
Tarifa 2.1. Curvas Horaria (2.1H), día y mes (2.1M) y anual (2.1A). Figura 103.



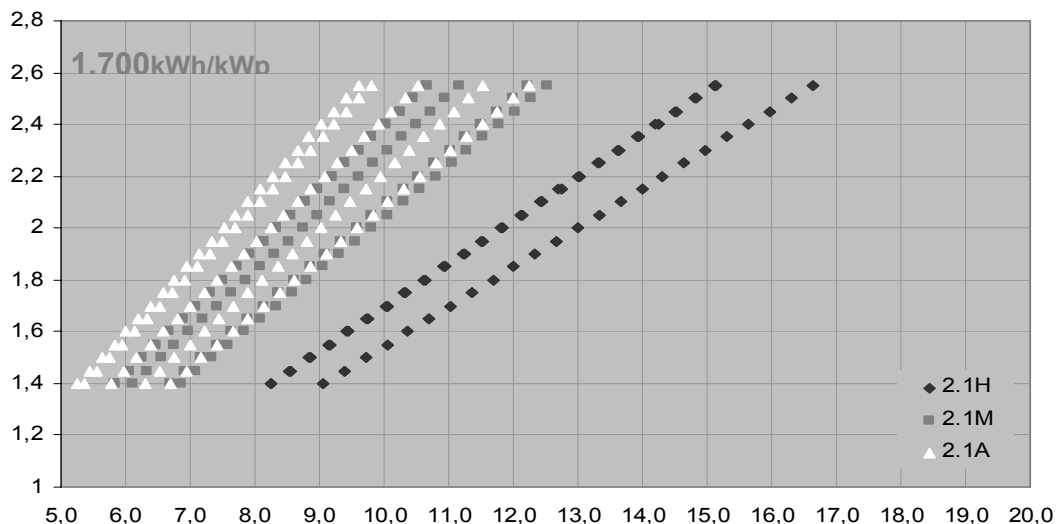
Tarifa 3.0. Curvas Horaria (3.0H), día y mes (3.0M) y anual (3.0A). Figura 104.



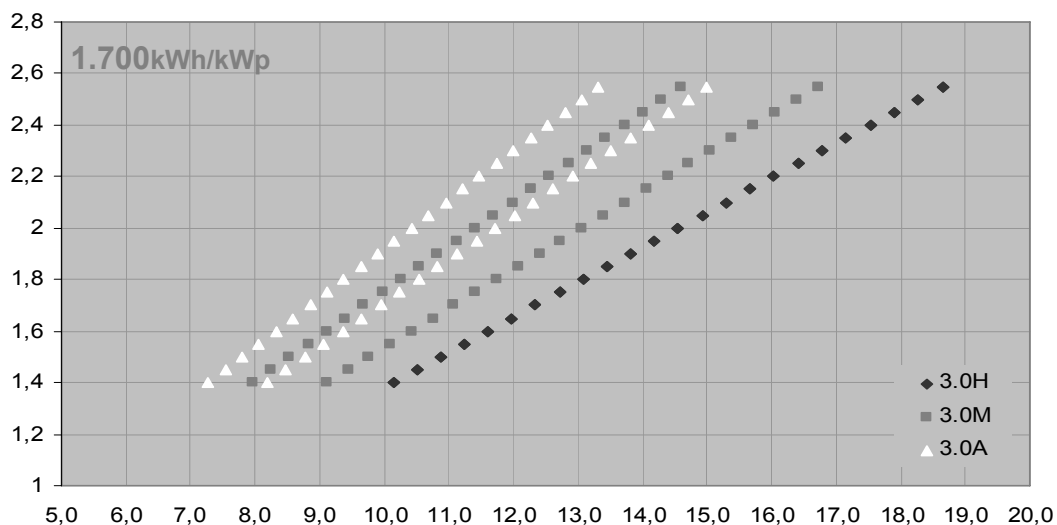
Perfil hotelero. Se compara coste de la instalación (€/kWp) y Amortización (años).
 Tarifa 2.0. Curvas Horaria (2.0H), día y mes (2.0M) y anual (2.0A). Figura 105.



Tarifa 2.1. Curvas Horaria (2.1H), día y mes (2.1M) y anual (2.1A). Figura 106.



Tarifa 3.0. Curvas Horaria (3.0H), día y mes (3.0M) y anual (3.0A). Figura 107.



Simulación 3. Compensación de excedentes de energía 2 por 1. (La red compensa con 1kWh por cada 2kWh que se inyectan en la red).

Se fijan los parámetros con los valores mencionados en el punto. 5.7.1

Se fija como localidad de cálculo Madrid.

Se adopta un precio medio para las instalaciones residenciales de 2,00€/Wp (IVA incluido) y de 1,76€/Wp para instalaciones del sector restauración.

Los resultados se han calculado para todas las tarifas.

En las siguientes tablas aparecen los valores de DPBT para ratios de compensación 1:1 y 2:1, para el perfil residencial y el de restauración.

Perfil residencial. Ratio 1:1

(Figura 108)

DPBT	H	D	S	M	2M	3M	4M	6M	A
TUR	1P	11,3	8,5	8,4	8,4	8,4	8,2	7,5	7,5
	2P	12,5	10,1	10,0	10,0	10,0	9,7	9,6	9,5
	3P	12,3	9,7	9,7	9,6	9,6	9,5	9,1	8,7
	2P-D	11,3	10,2	10,1	10,0	10,0	9,8	9,6	9,6
	3P-D	12,3	9,9	9,8	9,8	9,8	9,7	9,1	9,0
2.0	1P	11,1	8,2	8,2	8,2	8,1	8,2	7,9	7,3
	2P	11,6	9,0	9,0	8,9	8,9	8,8	8,6	8,3
	3P	11,3	8,6	8,6	8,6	8,5	8,5	8,0	7,6
	2P-D	12,0	9,6	9,5	9,5	9,5	9,2	9,1	9,1
	3P-D	11,3	8,9	8,8	8,8	8,8	8,6	8,1	8,0
2.1	1P	10,0	7,2	7,1	7,1	7,1	7,1	6,9	6,2
	2P	10,7	8,2	8,1	8,1	8,0	7,9	7,7	7,4
	3P	9,9	7,2	7,2	7,2	7,1	7,1	6,8	6,3
	2P-D	10,7	8,3	8,2	8,2	8,2	7,9	7,8	7,8
	3P-D	9,9	7,6	7,5	7,5	7,5	7,4	6,9	6,8
3.0	3P	12,3	9,8	9,7	9,7	9,6	9,7	9,3	8,6
3.0	3P-D	12,3	10,9	10,8	10,7	10,5	10,5	9,9	9,8

Ratio 2:1

(Figura 109)

H	D	S	M	2M	3M	4M	6M	A
11,3	10,6	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,4	10,4
12,5	12,5	12,4	12,4	12,4	12,4	12,2	11,5	11,5
12,3	12,1	12,1	12,1	11,9	12,0	11,9	11,3	11,3
11,3	12,5	12,5	12,5	12,4	12,5	12,3	11,5	11,5
12,3	12,3	12,3	12,2	12,1	12,2	12,0	11,3	11,3
11,1	10,2	10,2	10,2	10,2	10,1	10,2	10,1	10,1
11,6	11,1	11,1	11,0	11,0	11,0	10,9	10,4	10,4
11,3	10,6	10,6	10,6	10,5	10,6	10,4	9,9	9,9
12,0	11,9	11,8	11,8	11,7	11,8	11,6	10,9	10,9
11,3	10,9	10,8	10,8	10,7	10,8	10,6	9,9	9,9
10,0	8,8	8,8	8,8	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
10,7	9,9	9,9	9,9	9,8	9,8	9,7	9,3	9,3
9,9	8,8	8,8	8,8	8,7	8,8	8,7	8,3	8,3
10,7	10,1	10,1	10,1	10,0	10,1	9,9	9,3	9,3
9,9	9,1	9,1	9,1	9,0	9,1	8,9	8,3	8,3
12,3	12,3	12,3	12,3	12,2	12,2	12,1	11,8	11,8
12,3	13,5	13,4	13,2	13,0	13,1	12,7	12,0	11,9

Perfil restauración. Ratio 1:1

(Figura 110)

DPBT	H	D	S	M	2M	3M	4M	6M	A
TUR	1P	11,2	8,4	8,2	8,2	8,2	8,1	8,1	7,9
	2P	12,0	9,8	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
	3P	11,8	9,3	9,2	9,2	9,2	9,1	9,0	8,9
	2P-D	10,7	9,9	9,7	9,7	9,7	9,6	9,6	9,6
	3P-D	11,8	9,5	9,4	9,4	9,4	9,3	9,2	9,1
2.0	1P	11,0	8,1	8,0	7,9	7,9	7,9	7,8	7,7
	2P	11,2	8,8	8,6	8,6	8,6	8,5	8,5	8,5
	3P	10,7	8,2	8,1	8,1	8,1	8,0	7,9	7,8
	2P-D	11,6	9,3	9,2	9,2	9,2	9,1	9,1	9,1
	3P-D	10,7	8,5	8,4	8,3	8,3	8,3	8,1	8,1
2.1	1P	9,8	7,0	6,9	6,9	6,8	6,8	6,8	6,6
	2P	10,2	7,9	7,7	7,7	7,7	7,6	7,6	7,6
	3P	9,4	6,9	6,8	6,8	6,7	6,7	6,6	6,5
	2P-D	10,2	8,0	7,9	7,9	7,9	7,8	7,8	7,8
	3P-D	9,4	7,2	7,1	7,1	7,1	7,0	6,9	6,9
3.0	3P	12,3	9,7	9,5	9,5	9,5	9,4	9,3	9,1
3.0	3P-D	12,3	11,0	10,8	10,7	10,7	10,6	10,3	10,2

Ratio 2:1

(Figura 111)

H	D	S	M	2M	3M	4M	6M	A
11,2	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
12,0	11,6	11,5	11,5	11,5	11,4	11,4	11,4	11,4
11,8	11,3	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
10,7	11,7	11,5	11,5	11,5	11,4	11,4	11,4	11,4
11,8	11,4	11,3	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
11,0	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
11,2	10,5	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4
10,7	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9
11,6	11,1	11,0	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9	10,9
10,7	10,0	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9
9,8	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
10,2	9,4	9,3	9,3	9,3	9,2	9,2	9,2	9,2
9,4	8,4	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
10,2	9,4	9,3	9,3	9,3	9,3	9,2	9,2	9,2
9,4	8,5	8,4	8,4	8,3	8,4	8,3	8,3	8,3
12,3	12,1	12,1	12,1	12,1	12,1	12,0	11,9	11,9
12,3	13,3	13,1	13,1	12,9	13,0	12,6	12,1	12,1

Como es lógico, el comportamiento del parámetro DPBT empeora en la compensación 2:1, alargándose el plazo en una media de 2 a 3 años.

En el perfil residencial se sobrepasan los 10 años para las tarifas más habituales, la TUR y la 2.0 y en el perfil de restauración sólo la tarifa 2.1 se sitúa por debajo de los 10 años.

Simulación 4. Propuesta autoconsumo CNE de julio de 2013.

Se fijan los parámetros con los valores mencionados en el punto. 5.7.1

Se fija como localidad de cálculo Madrid.

Se adopta un precio medio para las instalaciones residenciales de 2,00€/Wp (IVA incluido) y de 1,76€/Wp para el resto.

Los excedentes de energía se valoran a 0€/kWh.

Se aplican los peajes de respaldo del Borrador de julio de 2013 de la CNE.

La compensación de energía es horaria.

Los resultados se calculan por perfiles de consumo y tarifas.

En la siguiente tabla aparecen los resultados por tarifas para el supuesto admitido de compensación horaria, sin pago de excedentes y con aplicación de peaje de respaldo por tarifas. Las abreviaturas RD, RT, CO y HO, se corresponden con el perfil residencial, restauración, comercial y hotelero respectivamente.

DPBT		RD	RT	CO	HO
TUR	1P	50,0	50,0	50,0	50,0
	2P	50,0	50,0	50,0	50,0
	3P	50,0	50,0	50,0	50,0
	2P-D	50,0	50,0	50,0	50,0
	3P-D	50,0	50,0	50,0	50,0
2.0	1P	50,0	50,0	50,0	50,0
	2P	50,0	50,0	50,0	50,0
	3P	50,0	50,0	50,0	50,0
	2P-D	50,0	50,0	50,0	50,0
	3P-D	50,0	50,0	50,0	50,0
2.1	1P	50,0	50,0	50,0	50,0
	2P	50,0	50,0	50,0	50,0
	3P	20,8	21,2	22,6	24,1
	2P-D	50,0	50,0	50,0	50,0
	3P-D	20,8	21,2	22,6	24,1
3.0	3P	19,9	20,3	21,4	22,9
3.0	3P-D	19,9	20,3	21,4	22,9

Figura 112. Resultados DPBT propuesta autoconsumo CNE

En el supuesto de la tarifa 2.1 en tres periodos y la 3.0 se obtienen valores de 20 años y superiores. Para el resto, el plazo de recuperación de la inversión no sería antes de 50 años e incluso mucho más tarde dado que el programa no calcula valores por encima de los 50 años.

6.- CONCLUSIONES.

Los resultados y conclusiones a las que se llega en este estudio respecto a la amortización de las instalaciones, trabajan bajo la hipótesis de que los excedentes de energía pueden ser comercializados en la red a un precio medio del pool, no se pagan peajes de respaldo y el ratio de compensación de los excedentes de energía con la red es kilovatio hora por kilovatio hora.

Para unos precios medios de instalaciones residenciales de 2,00€/Wp y de 1,76€/Wp para el resto, se obtiene la siguiente tabla de resultados con las tarifas que obtienen periodos de retorno de la inversión menores de 10 años.

		RESIDENCIAL	RESTAURACION	COMERCIAL	HOTELES
TUR	A	1P			
	M	1P			
	H				
2.0	A	1P, 2P, 3P	1P, 2P, 3P	1P, 2P	1P, 2P, 3P, 2P-D, 3P-D
	M	1P	1P	1P*	1P, 2P*, 3P*
	H				
2.1	A	1P, 2P, 3P, 2P-D, 3P-D	1P, 2P, 3P, 2P-D, 3P-D	1P, 2P, 3P	1P, 2P, 3P, 2P-D*, 3P-D*
	M	1P, 2P, 3P	1P, 2P, 3P	1P, 2P	1P, 2P, 3P*, 2P-D*, 3P-D*
	H	1P*	1P*		
3.0	A		3P	3P	3P
	M		3P		3P*
	H				

*Para un Yield anual mayor de 1.500kWh/kWp. Compensaciones año A, día o mes M y horarias H.

La conveniencia o no de una determinada tarifa para una instalación concreta, además de la información que pueda extraerse de esta tabla, debe estar condicionada a la potencia real demandada por la instalación, ya que contratar por defecto o por exceso puede encarecer de forma notable el coste final de la energía.

Respecto al comportamiento del periodo de retorno de la inversión frente al coste de la instalación, y teniendo en cuenta que los cálculos se han realizado en la localidad de Madrid con un Yield de 1.700kWh/kWp, se observa lo siguiente: Para el sector residencial, por debajo de un coste de 1,80€/Wp, todas las tarifas en todos los supuestos de compensación estarían dentro de un periodo de retorno de la inversión menor de 10 años. Para el sector de restauración, el periodo de retorno de la inversión menor a 10 años se situaría en 1,60€/Wp, para la tarifa 2.0, 1,80€/Wp para la tarifa 2.1 y 1,40€/Wp para la tarifa 3.0. Los sectores comercial y hotelero tienen un comportamiento similar, situándose el periodo de retorno de la inversión menor a 10 años en 1,40€/Wp, para la tarifa 2.0, 1,60€/Wp para la tarifa 2.1 y 1,20€/Wp para la tarifa 3.0.

Desde algunas asociaciones de productores, se han propuesto modelos de compensación basados en diferentes ratios de intercambio de los excedentes de energía con la red, que el uno por uno. En las simulaciones realizadas en el caso de Madrid, y con un ratio de intercambio dos por uno, se observa que el plazo de retorno de la inversión se alarga una

media de 2 a 3 años, lo que supone por ejemplo para el perfil residencial sobrepasar los 10 años en las tarifas más habituales, la TUR y la 2.0.

Se ha simulado el comportamiento de la propuesta del borrador de la CNE de julio del 2013, con un resultado que hace inviable cualquier tipo de instalación de autoconsumo. En algún supuesto de tarifa 2.1 en tres periodos y 3.0 se obtienen valores para el retorno de la inversión de 20 años y superiores y para el resto de tarifas superan los 50 años.

Hay que considerar que las simulaciones realizadas obtienen resultados sobre perfiles medios de consumo que en ocasiones no se ajustan a la realidad de algunos hogares, comercios y empresas, por lo que antes de acometer un proyecto de autoconsumo concreto es necesario realizar un estudio específico del acoplamiento real de las curvas de generación y consumo. La hoja de cálculo realizada facilita en gran medida este tipo de estudios ya que puede ajustarse para instalaciones concretas.

Sin querer dar solución a cada uno de los posibles casos que pueden plantearse en el desarrollo de las instalaciones de autoconsumo, lo que si pretende demostrar este estudio es que, en su conjunto, el proyecto global de autoconsumo en España tiene un enorme potencial de desarrollo si se dan las adecuadas condiciones.

7.- BIBLIOGRAFIA.

[1] "Losses produced by soiling in the incoming radiation to photovoltaic modules" para módulos con inclinación $b=30^\circ$. J.Zorrilla-Casanova, M.Piliouline, J.Carretero, P.Bernaola-Galván, P.Carpaena, Ll.Mora-López y M.Sidrach-de-Cardona. Universidad de Málaga.

[2] Effect of dust on the transparent cover of solar collectors. H. K. Elminir, A. E. Ghitas, R. H. Hamid, F. El-Hussainy

[3] Energía Solar Fotovoltaica. Oscar Perpiñan Lamigueuro. Ed. Diciembre 2013, 35-37p.

[4] Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSATA. AEMET. 136-152p.

Atlas de la Demanda Eléctrica en España. Proyecto INDEL. REE.

Guía resumida del clima en España (1981-2010)

http://www.aemet.es/es/conocerlas/publicaciones/detalles/guia_resumida_2010

Revista Boliviana de Física nº14, 116–120 (2008)

Introducción al diseño y dimensionado de sistemas fotovoltaicos. Miguel alonso Abella.

Energía Solar Fotovoltaica. Oscar Perpiñan Lamigueiro. Ed. Diciembre 2013.

Spencer, J. W. Fourier Series Representation of the Position of the Sun. Search 2(5), 172 p., 1971

L. Hontoria et al. Instalaciones Fotovoltaicas. Capítulo 2. Radiación Solar Editorial JOXMAN. Marzo 2012

M. Iqbal. An introduction to Solar Radiation Academic Press. 1980.

E. Lorenzo. Electricidad Solar. UPM. 1994.

Duffie & Beckman. Solar Engineering of Thermal Processes. Wiley& Sons.1991.

M.H. Macagnan. Caracterización de la radiación solar para aplicaciones fotovoltaicas en el caso de Madrid. Tesis doctoral. ETSI Telecomunicación Madrid. 1993

G.E.P. Box & G.M. Jenkins. Time series analysis: Forecasting and control. Holden-Day, San Francisco. 1970

Material didactico del Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica edición 2013-14. Universidad Internacional de Andalucía.

Publicación enero de 2014 de Photon Internacional