

Análisis de las perspectivas de viabilidad del autoconsumo fotovoltaico en Extremadura

FEASIBILITY ANALYSIS OF PHOTOVOLTAIC FACILITIES FOR HOUSEHOLD ELECTRICITY SELF-CONSUMPTION IN EXTREMADURA

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/7074> | Recibido: 13/01/2014 • Aceptado: 30/04/2014



Ubaldo Marín-Comitre, Ángel Anastasio Mulero-Díaz y
María Teresa Miranda García-Cuevas

Universidad de Extremadura, Escuela de Ingenierías Industriales.
Avda. de Elvas, s/n, 06006 Badajoz. ubaldo.marin@hotmail.com

ABSTRACT

• The cost of photovoltaic installations has dropped sharply during the last years. At the same time, the price of electricity in Spain has increased just as sharply. Both factors are making possible that self-consumption with photovoltaic systems may be economically feasible soon in Spain and especially in Extremadura, since this is a region with high levels of solar radiation. If suitable policies are promoted, this new scheme could provide a way of savings for consumers and at the same time, a significant boost for the PV industry.

In this paper, the economic feasibility of these systems in single-family houses in Extremadura is analysed. The methodological approach is based on the definition of a type-home, and then on the sizing and profitability analysis of the PV system by considering different regulatory scenarios.

The results indicate that acceptable profitabilities could be obtained in 2015 for net metering, when scenarios with sharp increases in electricity prices are taken into account.

For less optimistic scenarios, net metering and self-consumption with sale of the surplus energy should be profitable in 2016 and 2017, respectively. Moreover, it is clear that self-consumption without sale of the surplus energy is not profitable in housing.

The analysis also indicates that if the Spanish Government were to approve the so-called "support toll" then the profitability of photovoltaic systems would be severely hit, and it would be necessary, in the best case, to wait until 2017 for the installations to be viable with a certain guarantee of profitability.

• **Key Words:** self-consumption, net metering, photovoltaic systems, grid-parity, profitability.

RESUMEN

La drástica caída del coste de las instalaciones fotovoltaicas en los últimos años, unido al continuo aumento del precio de la electricidad, están posibilitando que la llegada de la paridad de red para los sistemas fotovoltaicos orientados al autoconsumo pueda ser una realidad próximamente en España, y especialmente en Extremadura, región que goza de elevados niveles de radiación solar. Con una regulación adecuada, este nuevo esquema podría suponer una importante vía de ahorro para los consumidores y, al mismo tiempo, un impulso significativo para la industria fotovoltaica.

En este contexto, el presente artículo analiza las perspectivas de viabilidad económica de estos sistemas para el caso de viviendas unifamiliares en Extremadura. La metodología propuesta se basa en la definición de una vivienda tipo y en el posterior dimensionamiento y análisis de rentabilidad de la instalación FV, considerando las distintas propuestas regulatorias barajadas hasta ahora por el Gobierno español.

Los resultados obtenidos muestran que en la modalidad de balance neto podrían obtenerse en 2015 rentabilidades aceptables en escenarios de fuertes subidas del precio de la electricidad. Para escenarios más conservadores, el 2016 y el 2017 se perfilan como los años en que podrían ser rentables el balance neto y el autoconsumo con venta de excedentes, respectivamente. Respecto al autoconsumo sin venta de excedentes, queda patente que no es una opción rentable en viviendas.

Así mismo, el estudio refleja el gran perjuicio que supondría la aprobación del denominado "peaje de respaldo" para la rentabilidad de estos sistemas, que obligaría, en el mejor de los casos, a esperar hasta el año 2017 para acometer la inversión con ciertas garantías de rentabilidad.

Palabras Clave: autoconsumo, balance neto, instalaciones fotovoltaicas, paridad de red, peaje de respaldo.

1. INTRODUCCIÓN

El mercado de la energía fotovoltaica en España se ha caracterizado en los últimos años por una tendencia irregular, marcada por numerosos cambios regulatorios. Desde que se comenzó a regular en 1998 la producción de energía eléctrica en Régimen Especial, se fueron sucediendo una serie de decretos que propiciaron, junto a otros factores [1], una expansión desmesurada del sector entre los años 2007 y 2008, que llevó a España a ocupar el segundo puesto a nivel mundial en potencia fotovoltaica instalada [2]. Desde entonces, y con objeto

de mantener este crecimiento en tasas sostenibles, se han aprobado varios decretos que han ido reduciendo paulatinamente la rentabilidad de estos sistemas [3]. Algunos se han aplicado incluso con carácter retroactivo, afectando a la viabilidad económica de las instalaciones existentes e introduciendo una componente importante de inseguridad jurídica de cara a futuras inversiones. Finalmente, la suspensión en 2012 del sistema de incentivos para las nuevas instalaciones acogidas al Régimen Especial [4], ha supuesto la práctica paralización del sector.

Ante este panorama, la industria fotovoltaica podría encontrar un impulso significativo en el autoconsumo eléctrico orientado al sector residencial. La drástica caída del coste de los sistemas fotovoltaicos en los últimos años, unido al continuo aumento del precio de la electricidad, están posibilitando que la llegada de la paridad de red para el autoconsumo fotovoltaico pueda ser una realidad próximamente en España, y especialmente en Extremadura, región que goza de elevados niveles de radiación solar. Por otra parte, la elevada contribución del sector residencial al consumo total de energía hace de éste un excelente objetivo para la introducción de soluciones destinadas a aumentar el uso de energías renovables, ya que cada iniciativa tendrá un impacto importante [5].

Obviamente, el éxito o fracaso de este nuevo esquema estará muy condicionado por la normativa que se establezca para su regulación. En este sentido, el Gobierno español ha planteado hasta el momento dos propuestas de regulación. La primera, presentada en 2011 [6], propone una modalidad basada en el concepto de *balance neto*. Esta opción permitiría al usuario utilizar la red eléctrica exterior para “almacenar” la energía generada en momentos en los que no es posible su consumo y recuperarla en los momentos del día en que se necesita. La segunda propuesta, presentada en 2013 [7], plantea dos posibles modalidades de autoconsumo:

- a. **Modalidad de suministro para consumidores:** en este caso no se permite la venta de la energía excedentaria al sistema y únicamente existiría la figura del sujeto consumidor.
- b. **Modalidad de suministro para consumidores asociados a una instalación de producción:** sí se permitiría la venta de la energía excedentaria, entendida ésta como la diferencia entre la energía neta horaria producida por la instalación y la energía horaria consumida, debiendo coexistir dos sujetos: el consumidor y el productor (ambos la misma persona). La condición de productor obligaría a inscribir la instalación en el *Registro administrativo de instalaciones de producción*, así como al pago de determinados peajes e impuestos [8,9] por la energía excedentaria vendida al sistema.

A diferencia de la propuesta anterior, en la que se establecía un periodo de doce meses para la compensación de la energía excedentaria con la energía importada de la red, en esta nueva propuesta el periodo para la compensación de energías es horario, lo que a efectos prácticos se aproxima bastante al concepto de *autoconsumo instantáneo*. Así, la energía adicional que se necesite cuando la producción no sea suficiente para cubrir el consumo tendría que comprarse a la compañía eléctrica al precio estipulado con la misma.

No obstante, el aspecto más conflictivo de la nueva propuesta es la incorporación del denominado *peaje de respaldo*, que se aplicaría a la energía autoconsumida procedente de la propia instalación fotovoltaica. Este nuevo peaje ha sido criticado por parte de numerosos estamentos, entre ellos la *Comisión Nacional de la Energía* y la *Comisión Nacional de Competencia*, que lo consideran discriminatorio, injustificado y de cuantía desproporcionada [10,11].

En este escenario, el presente estudio tiene por objeto analizar las perspectivas de viabilidad económica de los sistemas fotovoltaicos conectados a red para el autoconsumo de viviendas unifamiliares en Extremadura. Se realizará asimismo un análisis de sensibilidad de la rentabilidad de estos sistemas respecto a las principales variables que intervienen en su dimensionamiento y respecto al escenario regulatorio considerado. Respecto a esto último, existen varias posibilidades a la hora de implementar el autoconsumo con conexión a red (ver un completo resumen en [12]), pero en este artículo nos limitaremos al análisis de las modalidades barajadas hasta el momento por el Gobierno español [6,7]. Otros autores han estudiado también la posibilidad de combinar estos sistemas con equipos de almacenamiento en la propia instalación [5,13,14], si bien esto último no está permitido por la normativa española (Real Decreto 1699/2011 [15], art 11).

2. MATERIALES Y MÉTODOS

La metodología propuesta se basa en la definición de una vivienda unifamiliar tipo (vivienda de referencia) y en el posterior dimensionamiento y análisis de rentabilidad de la instalación fotovoltaica. Se comenzará caracterizando la *vivienda de referencia* en cuanto a su geometría, consumo eléctrico y recursos de energía solar disponibles. Seguidamente se abordará el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica y se obtendrá la distribución horaria de la producción fotovoltaica. Finalmente, se caracterizarán los distintos escenarios regulatorios considerados, definiéndose los peajes que les son aplicables.

En la segunda sección se describe la metodología seguida en el análisis económico; una vez definidos los parámetros básicos de la inversión, se procede al análisis de costes y se fija el criterio de rentabilidad utilizado. A continuación se presenta el análisis de sensibilidad realizado sobre determinados factores que presentan una mayor variabilidad, o cuya determinación está sujeta a una mayor incertidumbre. El objetivo es analizar cómo se ve afectada la rentabilidad de la inversión para distintos valores dentro del rango habitual de tales variables.

2.1. DATOS DE PARTIDA

2.1.1. Caracterización de la vivienda de referencia

Distribución horaria del consumo eléctrico: para caracterizar la variación diaria y anual del consumo de la vivienda se han utilizado los resultados obtenidos en el Proyecto INDEL [16], también utilizados en artículos recientes [5,13]. Este documento proporciona las curvas de carga diarias características de invierno y verano, definidas por unos coeficientes horarios de carga, CC_h , expresados en términos de porcentajes del consumo diario. También aporta unos coeficientes de estacionalidad para cada mes del año, CE_m , que pueden expresarse

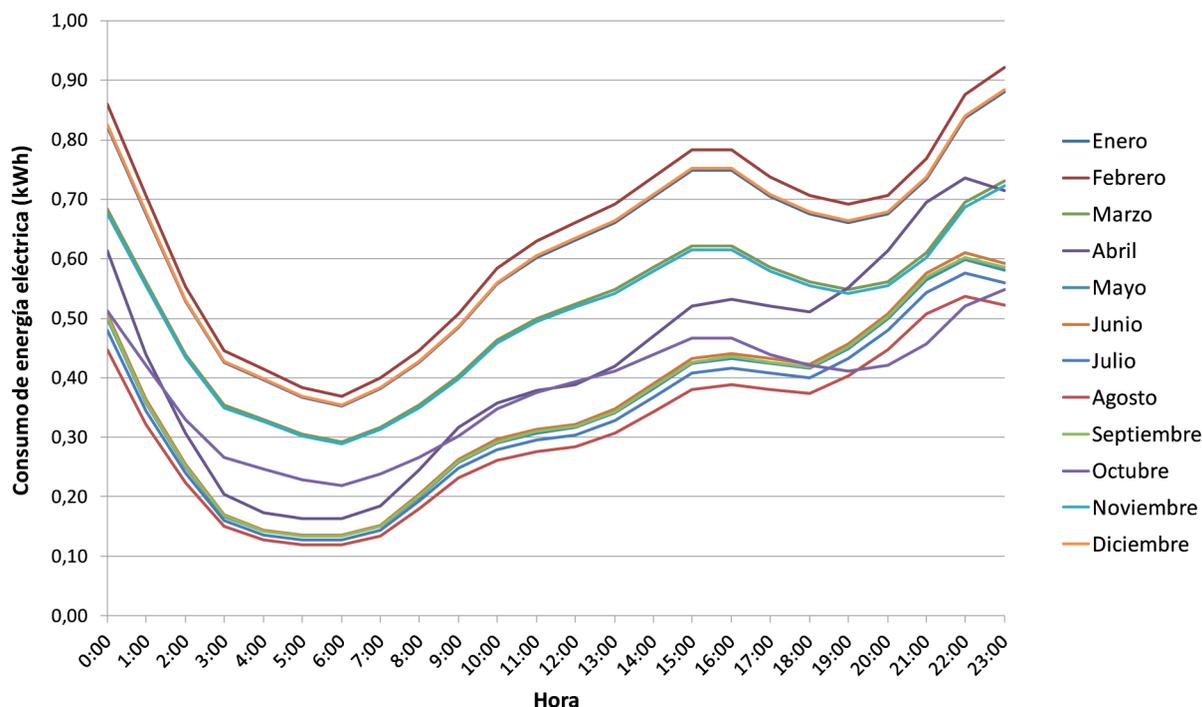


Fig. 1: Distribución horaria del consumo de electricidad en la vivienda de referencia

en términos de porcentajes del consumo anual. De esta forma, las curvas de la distribución horaria del consumo eléctrico correspondientes a cada mes del año (Fig. 1) pueden obtenerse mediante:

$$E_{h,m} = \frac{E_{ANUAL} \cdot CE_m \cdot CC_h}{n_m} \quad \text{para } 1 \leq h \leq 24 \text{ y } 1 \leq m \leq 12$$

Siendo $E_{h,m}$ la energía eléctrica consumida durante la hora h de un día cualquiera del mes m , en kWh; n_m el número de días en el mes m ; y E_{ANUAL} el consumo anual de energía eléctrica de la vivienda, en kWh. Este último parámetro se ha estimado en base a los resultados obtenidos en el Proyecto SECH-SPAHOUSEC [17], según el cual el consumo medio de una vivienda unifamiliar ubicada en la región analizada fue de 3914 kWh en el año 2010 (se supondrá que este valor se mantiene constante a lo largo de todo el horizonte temporal de la inversión).

Recursos de energía solar: para poder determinar la distribución horaria de la producción fotovoltaica, es necesario estimar previamente la distribución horaria de los factores ambientales que influyen en el comportamiento del modelo, principalmente temperatura y radiación solar. Ésta se ha obtenido para un año tipo completo mediante el programa METEONORM [21], eligiendo la ciudad de Cáceres como ubicación representativa de la región. La irradiación global recibida anualmente en esta ubicación (sobre superficie horizontal) es de 1754 kWh/m² [22].

Características geométricas de la cubierta para la vivienda de referencia:

- **Inclinación:** 20° (valor habitual de la inclinación de los tejados en Extremadura).
- **Orientación:** orientación sur.

- **Superficie:** los autores del presente artículo analizaron en [23] una muestra de siete viviendas unifamiliares extremeñas, dimensionando en cada caso la instalación fotovoltaica necesaria para generar a la largo del año una cantidad total de energía eléctrica equivalente al consumo anual de cada vivienda. En ningún caso la superficie de paneles fotovoltaicos requerida fue superior a la disponible en cubierta (libre de sombreados) para la colocación de los mismos. En base a estos resultados, se ha considerado que el tamaño del generador fotovoltaico no estará limitado por la superficie disponible en cubierta.

2.1.2. Caracterización de la instalación fotovoltaica

Para simular el comportamiento de la instalación fotovoltaica se ha utilizado el programa PV-SYST [24], implementando en el mismo los datos meteorológicos obtenidos anteriormente y empleando módulos fotovoltaicos (de silicio policristalino) e inversores genéricos. Los módulos se supondrán superpuestos sobre el tejado de la vivienda y, por tanto, con su misma inclinación y orientación, de forma que se consiga una adecuada integración de los mismos.

Dimensionamiento del generador fotovoltaico: la potencia del generador fotovoltaico, P_p (kW_p), se elige siguiendo el principio de máxima rentabilidad de la inversión. Así, en la modalidad de balance neto, la potencia que maximice la rentabilidad será, aproximadamente, aquella que proporcione anualmente la misma cantidad de energía que la consumida por la vivienda [25], de forma que se obtenga al cabo de un año un balance neto aproximadamente nulo. Este valor se determina en cada caso mediante la siguiente expresión:

$$P_p = \frac{E_{ANUAL}}{E_{FV,ANUAL}^0}$$

Siendo $E_{FV,ANUAL}^0$ (en kWh/kW_p) la energía eléctrica producida anualmente por un generador fotovoltaico de potencia unitaria con la misma orientación e inclinación que el generador objeto de análisis. Este dato lo proporciona PV-SYST tras simular la instalación.

En la modalidad de autoconsumo instantáneo se emplea este mismo procedimiento para dimensionar el generador fotovoltaico, habida cuenta de que para mayores potencias, los ingresos por la venta de la energía excedentaria (al precio de mercado) no compensarían el sobrecoste de la instalación [5].

Distribución horaria de la producción fotovoltaica: PV-SYST proporciona también como resultado la distribución horaria de la producción fotovoltaica a lo largo de un año tipo completo. Estos datos se han corregido para cada año de la inversión teniendo en cuenta la pérdida de potencia de los módulos debido a la degradación del rendimiento de las células fotovoltaicas, valorada en un 0,7% anual.

2.1.3. Caracterización de los escenarios regulatorios considerados

Para poder determinar el coste del suministro de energía asociado al autoconsumo, es necesario contabilizar los valores netos horarios de cada uno de los siguientes flujos (para lo cual la instalación deberá contar con los equipos de medida necesarios):

- Energía *autoconsumida* de forma instantánea
- Energía *excedentaria* vertida a la red, cuando la producción fotovoltaica supere al consumo.
- Energía *importada* de la red, cuando el consumo supere a la producción fotovoltaica.

Los balances mensuales y anuales de cada uno de estos flujos a lo largo del horizonte temporal de la inversión se han obtenido mediante la comparación, hora a hora, de las curvas del consumo eléctrico y de la producción fotovoltaica obtenidas anteriormente. La valoración económica de cada flujo de energía dependerá de la modalidad de autoconsumo considerada:

- a. **Balance Neto:** la energía excedentaria dará lugar a unos derechos de consumo diferido y cuando sea necesario importar energía de la red, ésta se adquirirá con cargo a los derechos acumulados hasta ese momento, llevando asociado este consumo un determinado *peaje de acceso* por la utilización de la red exterior y un determinado coste por las gestiones asociadas al *servicio de balance neto* por parte de la comercializadora. En el caso de que en un determinado mes los derechos de consumo acumulados no fuesen suficientes para cubrir el total de la energía importada de la red, la energía extra requerida se pagaría al precio del suministro convencional (PVCP).
- b. **Autoconsumo (instantáneo) con venta de excedentes:** la energía excedentaria se venderá al sistema al precio de mercado, descontando del mismo la cuantía correspondiente al peaje de generación [8] y la correspondiente al impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica [9]. Toda la energía que se importe de la red se adquiere al precio del suministro convencional (PVCP).

- c. **Autoconsumo (instantáneo) sin venta de excedentes:** no se considera contraprestación económica alguna por la energía excedentaria. Toda la energía que se importe de la red se adquiere al precio del suministro convencional (PVCP).

Cada una de estas tres modalidades se analizará con o sin la aplicación del *peaje de respaldo* a la energía autoconsumida de forma instantánea, dando lugar a un total de seis posibles escenarios.

2.2. ESTUDIO ECONÓMICO

2.2.1. Variables consideradas y análisis de costes

El estudio económico realizado se fundamenta principalmente en estas cuatro variables:

1. **Horizonte temporal en el que se mide la operación:** se adopta un horizonte temporal de 15 años. En este tipo de inversiones, a escala doméstica, el usuario pretende obtener ahorros importantes a corto-medio plazo, no resultando atractivos periodos de retorno superiores a 15 años.
2. **Rentabilidad exigida a la inversión,** que debe ser, al menos, la rentabilidad esperada de otra inversión alternativa que tenga su mismo nivel de riesgo (coste de oportunidad). En este sentido, se ha considerado aceptable para este tipo de instalaciones una rentabilidad de al menos un 8%.
3. **Tasa de inflación interanual :** se adopta el valor medio de los últimos 10 años [26], resultando el 2,5%.
4. **Flujos netos de caja generados en cada año de la inversión, F_i :** en este caso estarán integrados por los ahorros conseguidos con la nueva modalidad de suministro en comparación con la actual. La forma de cuantificarlos es mediante un análisis de costes en ambas modalidades.

2.2.2. Análisis de costes

El coste del suministro en la modalidad actual se determina aplicando al consumo anual de electricidad el Precio Voluntario Para el Consumidor, PVPC, actualizado para cada año de la inversión. También se añade el impuesto eléctrico, el coste del alquiler de los equipos de medida y el IVA. El coste del suministro en las modalidades de autoconsumo y balance neto se determina aplicando a cada flujo de energía los peajes correspondientes, siguiendo los criterios definidos en (§2.1.3). En este caso deben añadirse los costes del mantenimiento y el seguro de la instalación fotovoltaica (actualizados con la tasa de inflación), así como el impuesto eléctrico y el IVA, cuando correspondan.

En ambos casos se ha obviado el coste del término de potencia de la facturación, pues suponiendo que la potencia contratada no varía en la nueva modalidad, dicho coste sería aplicable en cualquier caso y en la misma cuantía.

Además hay que tener en cuenta el coste de la inversión inicial, que estará integrado en su mayor parte por el coste de la instalación fotovoltaica. Este último se ha estimado a partir de los precios indicados en [27], donde se ofertan una serie de kits fotovoltaicos para autoconsumo para distintas necesidades de potencia. Para poder analizar la rentabilidad de la instalación en el supuesto de que la inversión se acometa en los próximos años, el coste de la instalación fotovoltaica se

actualizará extrapolando la evolución que ha seguido el mismo en los últimos años. La inversión inicial se completa con el coste de los derechos de acometida de generación, el coste de verificación de la instalación fotovoltaica por la compañía eléctrica, la licencia de obras y el IVA.

Por otra parte, dado que la inversión inicial requerida no resulta demasiado elevada, se realiza el estudio considerando que no se financian los costes de instalación.

Los valores adoptados para los distintos parámetros utilizados en el análisis de costes se indican en la Tabla (1).

2.2.3. Criterio de rentabilidad considerado

Se utilizará la *Tasa Interna de Rentabilidad* (TIR) para comparar la rentabilidad de las distintas alternativas planteadas. Este parámetro se define como la tasa de actualización que iguala la inversión inicial, I_0 , a la suma de los flujos de

Parámetro	Valor adoptado	Justificación
Precio electricidad:		
<i>Precio del kWh en suministro actual</i>	0,124107 €/kWh	PVPC sin discriminación horaria [19].
<i>Factor de actualización del PVPC</i>	4% anual	Incremento anual medio durante el periodo en que ha estado vigente la tarifa TUR, según datos recopilados del BOE.
Costes de instalación:		
<i>Precio actual del kWp instalado</i>	$(1829,01 + \frac{509,54}{P_p})$ €/kWp	[27]. Incluye el suministro e instalación de los distintos componentes del sistema, incluso equipos de medida, así como el proyecto o memoria técnica de la instalación.
<i>Factor actualización precio kWp instalado</i>	-14% anual	Valor medio de los últimos 7 años [28].
Peajes e impuestos:		
<i>Peaje aplicable al autoconsumo instantáneo</i>	0,067568 €/kWh	En los supuestos en que se aplica, se adopta el valor propuesto para el <i>peaje de respaldo</i> en [7].
<i>Peaje aplicable al autoconsumo diferido</i>	$(0,044027 * 1,10)$ €/kWh	Se supone igual al término variable del actual peaje de acceso aplicado al suministro convencional [29], incrementado en un 10% para contemplar el coste del servicio de balance neto.
<i>Peaje de generación</i>	0,0005 €/kWh	[8].
<i>Precio de mercado de la energía eléctrica</i>	0,05434 €/kWh	Coste estimado de la energía en el mercado diario [19].
<i>Factor actualización peajes y precio de mercado de la energía eléctrica</i>	4% anual	Se asume el mismo incremento anual adoptado para el precio del kWh en el PVPC.
<i>Impuesto sobre la electricidad</i>	$1,05113 * 4,864\%$	[30].
<i>Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica</i>	7%	[9].
<i>IVA</i>	21%	
Otros costes:		
<i>Coste alquiler equipos de medida</i>	9,72 €/año	[31].
<i>Coste de mantenimiento de la instalación FV</i>	60 €/año	Estimado.
<i>Coste del seguro de la instalación FV</i>	1% coste instalación	Estimado.
<i>Coste de los derechos de acometida de generación</i>	17,374714 €/kWp	[15,32].
<i>Coste de verificación de la instalación FV por la compañía eléctrica</i>	172,86 €	Incluye la 1ª verificación de instalaciones fotovoltaicas [15,33] y la comprobación de los equipos de medida [33,34].
<i>Coste de la licencia de obras</i>	4% coste instalación	Estimado.

Tabla 1: Valores adoptados en el análisis de costes

caja anuales (F_i) actualizados. Si se define el factor de actualización [35] para el año i de la inversión como:

$$f_{act,i} = \frac{(1 + inf)^i}{(1 + r)^i}$$

siendo r , la tasa de actualización, entonces el parámetro TIR para un periodo de la inversión de 15 años se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$0 = -I_o + \sum_{i=1}^{i=15} F_i \cdot f_{act,i} = -I_o + \sum_{i=1}^{i=15} F_i \cdot \frac{(1 + inf)^i}{(1 + TIR)^i}$$

Se considera que la inversión es rentable en términos económicos si la TIR obtenida es superior a la rentabilidad exigida a la inversión (§2.2.1).

2.2.4. Análisis de sensibilidad

Se han seleccionado las siguientes variables para realizar los análisis de sensibilidad:

- Consumo eléctrico anual de la vivienda.
- Orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos.
- Incremento anual del precio del kWh en el suministro convencional.
- Escenario regulatorio (modalidad de autoconsumo y peajes aplicables).
- Grado de autoconsumo instantáneo, definido como la proporción de energía autoconsumida de forma instantánea respecto del total de la producción fotovoltaica.

Para cada una de ellas se procede obteniendo la TIR para distintos valores de dicha variable, dentro de un rango de variación razonable, mientras el resto de variables del estudio se mantienen fijadas en sus respectivos valores de referencia.

Hay que señalar, respecto al *grado de autoconsumo instantáneo*, que se trata de una variable estrechamente relacionada con las distribuciones horarias tanto del consumo eléctrico de la vivienda como de la producción fotovoltaica, pues en base a ellas se establecen los balances de los distintos flujos de energía (§2.1.3). Por tanto, el análisis de sensibilidad de esta variable nos permitirá valorar de forma indirecta en qué medida se ve afectada la rentabilidad de la inversión cuando

tales distribuciones horarias se desvían respecto de las inicialmente estimadas.

3. RESULTADOS

3.1. RESULTADOS DE LOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

La Fig. (2) muestra los resultados del análisis de sensibilidad de la variable “escenario regulatorio”, adoptando como año de puesta en servicio el 2016. Se aprecia en la gráfica la gran influencia que tiene en la rentabilidad de la inversión la modalidad de autoconsumo considerada, así como la aplicación del peaje de respaldo. Cabe destacar las rentabilidades negativas obtenidas para el autoconsumo instantáneo sin venta de excedentes, evidenciando que no es una alternativa rentable en viviendas. Por esta razón no se ha incluido esta modalidad en el análisis de las condiciones de viabilidad (§3.2).

En la Fig. (3) se presentan los resultados obtenidos en los análisis de sensibilidad del resto de variables, en función del escenario regulatorio que se considere (en todos los casos sin la aplicación del peaje de respaldo) y adoptando como año de puesta en servicio el 2016.

Como se aprecia en la gráfica (3.a), la rentabilidad mejora cuanto mayor es el consumo de la vivienda, siendo significativa la drástica caída de la rentabilidad que se obtiene para consumos anuales bajos (especialmente por debajo de 2500 kWh/año). Por otra parte, de la gráfica (3.b) se deduce que la inclinación de los módulos fotovoltaicos es un factor que tiene escasa incidencia sobre la rentabilidad de la inversión, dentro de su rango de valores habituales. En el caso de la orientación, gráfica (3.c), se obtiene una incidencia algo mayor, aunque sigue siendo baja para desviaciones de hasta $\pm 45^\circ$ respecto al Sur. En el caso del “grado de autoconsumo instantáneo”, gráfica (3.d), para las modalidades de balance neto y autoconsumo con venta de excedentes se obtiene aproximadamente una recta, con una pendiente que indica una incidencia moderada de esta variable en la rentabilidad de la inversión, dentro de su rango de variación habitual [13]. Como era de esperar, la importancia de esta variable se vuelve más acusada para la modalidad de autoconsumo sin venta de excedentes, pues en

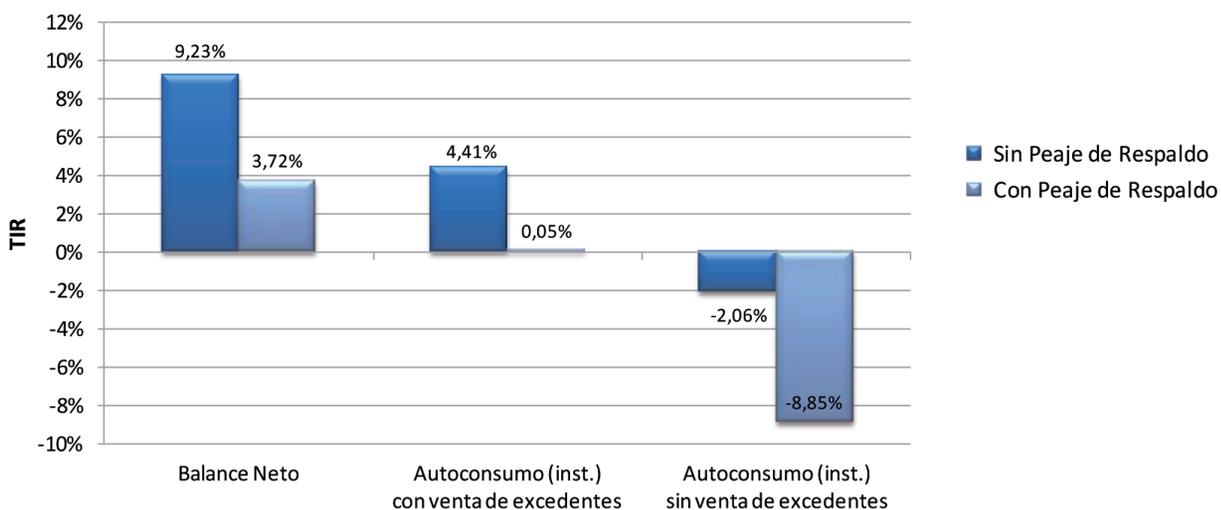
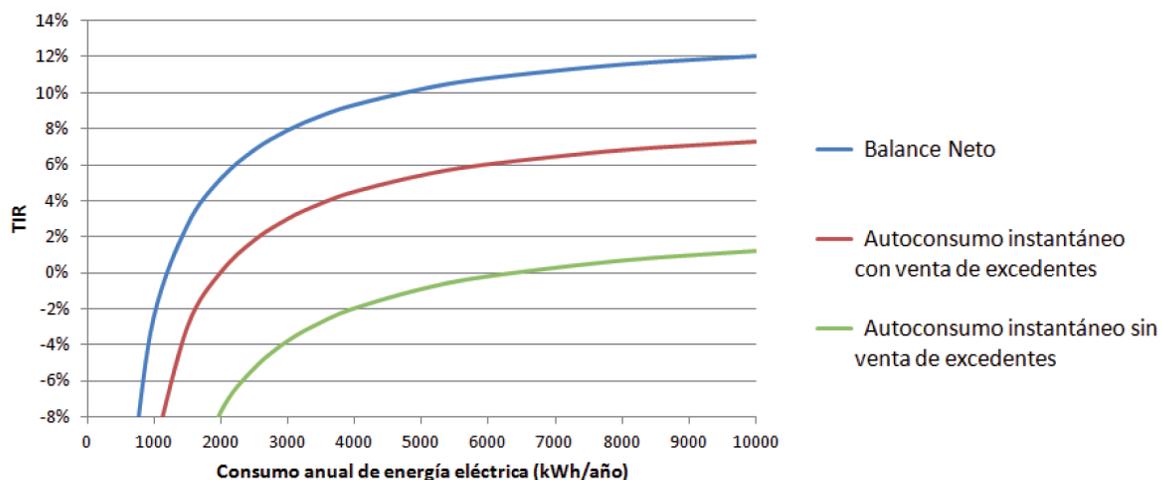
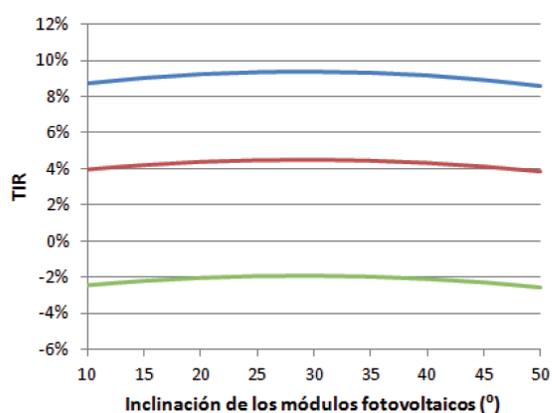


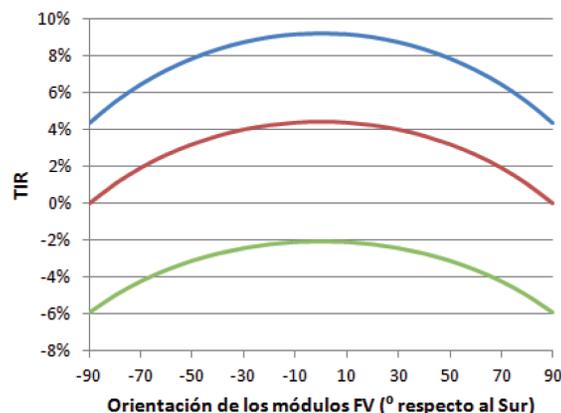
Fig.2: Resultados del análisis de sensibilidad de la variable “escenario regulatorio”



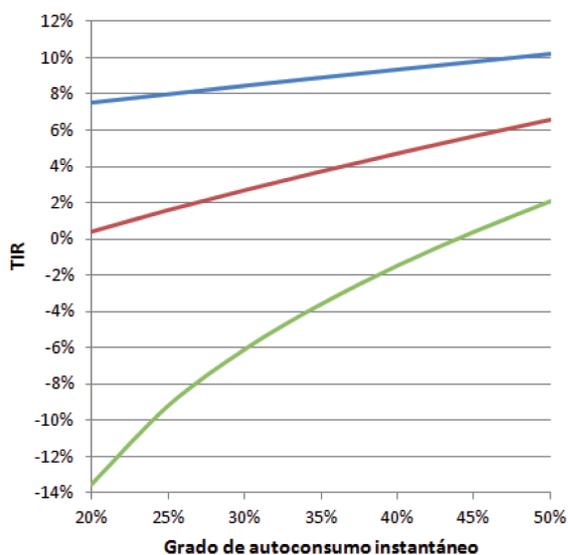
(a)



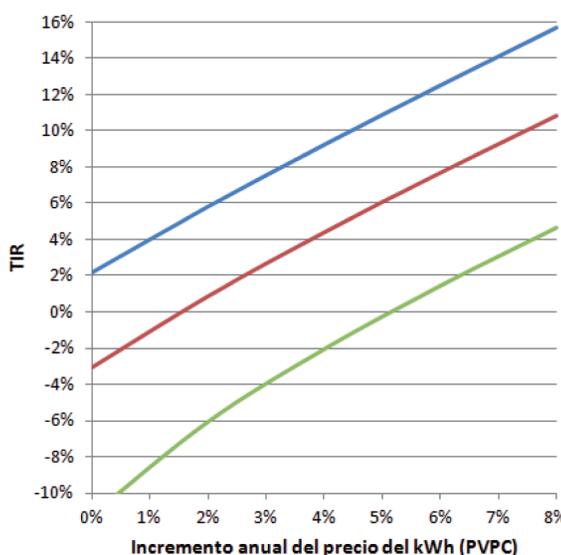
(b)



(c)



(d)

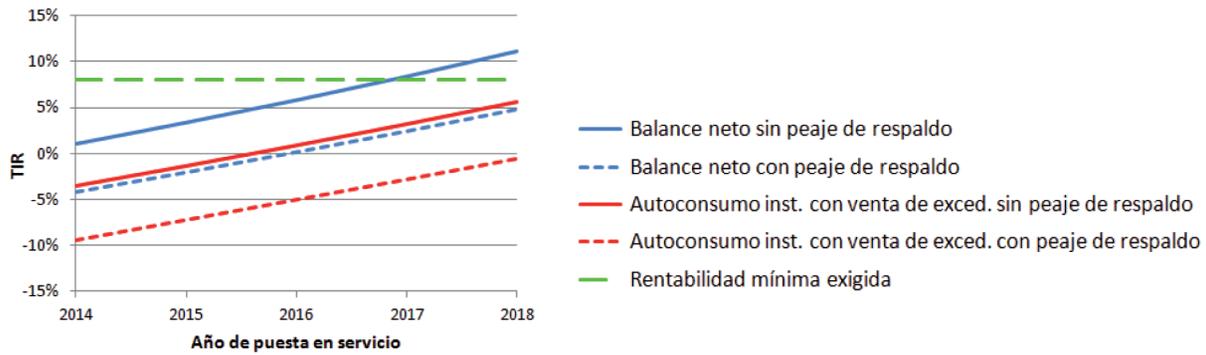


(e)

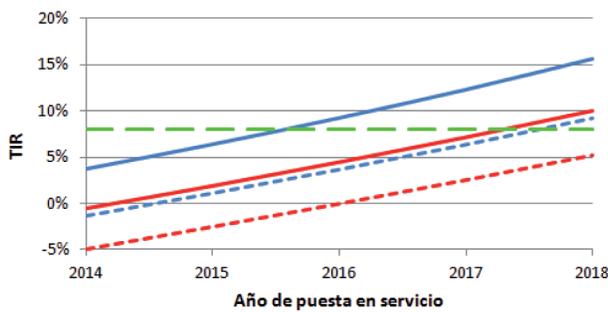
Fig. 3: Resultados de los análisis de sensibilidad de las variables "consumo anual de energía eléctrica de la vivienda" (a), "inclinación de los módulos fotovoltaicos" (b), "orientación de los módulos fotovoltaicos" (c), "grado de autoconsumo instantáneo" (d) e "incremento anual del precio del kWh (PVCP)" (e).

este caso los ahorros obtenidos provienen únicamente de la parte de la energía autoconsumida de forma instantánea. Por último, la gráfica (3.e) pone de manifiesto una alta incidencia

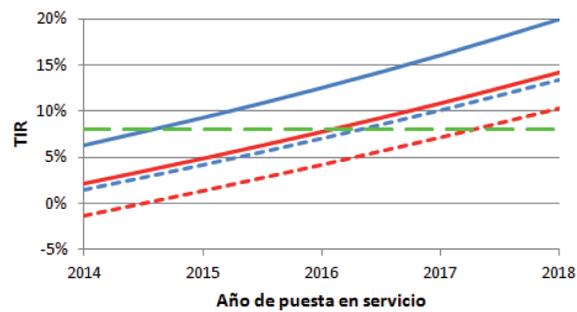
de la variable "incremento anual del precio del kWh (PVCP)" respecto a la rentabilidad de la inversión, habida cuenta de la elevada pendiente de las curvas obtenidas.



(a) Incremento anual precio kWh (PVPC) del 2%



(b) Incremento anual precio kWh (PVPC) del 4%



(c) Incremento anual precio kWh (PVPC) del 6%

Fig. 4: Rentabilidad de la inversión para la vivienda de referencia, en función del año de puesta en servicio de la instalación y del escenario regulatorio, para incrementos del precio del kWh (PVCP) del 2% (a), 4% (b) y 6% (c) anual

3.2. ANÁLISIS DE LA CONDICIONES DE VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN

En la Fig. (4) se presentan las gráficas de rentabilidad obtenidas para la vivienda de referencia, en función del año de puesta en servicio, el escenario regulatorio y el incremento anual del precio de la electricidad. Como puede apreciarse en las gráficas, habría que esperar hasta 2015 para obtener una rentabilidad aceptable (>8%) en la modalidad de balance neto (sin peaje de respaldo), siendo además condición necesaria que el precio de la electricidad suba a una tasa media de al menos un 6% anual durante el horizonte temporal considerado. En estas mismas condiciones, la modalidad de autoconsumo instantáneo con venta de excedentes (sin peaje de respaldo) no sería rentable hasta 2016. Para valores más conservadores del incremento del precio de la electricidad, 4% y 2%, habría que retrasar en uno y dos años, respectivamente, la puesta en servicio de la instalación para que ésta resulte rentable. En cualquiera de los casos anteriores, la aplicación del peaje de respaldo supondría retrasar en dos años más la puesta en funcionamiento para que la instalación fuese rentable.

4. CONCLUSIONES

El análisis de rentabilidad realizado pone de manifiesto la inminente llegada de la paridad de red para el autoconsumo fotovoltaico de viviendas en Extremadura, especialmente para la modalidad de balance neto, con la que podrían obtenerse rentabilidades aceptables a partir de 2015 en escenarios de fuertes subidas del precio de la electricidad. Para escenarios

más conservadores de esta variable, el 2016 y el 2017 se perfilan como los años en que comenzarían a ser rentables las modalidades de balance neto y autoconsumo con venta de excedentes, respectivamente. Respecto a la modalidad de autoconsumo sin venta de excedentes, queda patente que no es una opción rentable en viviendas.

Así mismo, el estudio refleja el gran perjuicio que supondría el peaje de respaldo para la rentabilidad de estos sistemas, cuya aprobación daría lugar a un retraso de dos años en la llegada de la paridad de red para las modalidades de balance neto y autoconsumo instantáneo con venta de excedentes (habría que esperar en el mejor de los casos hasta 2017 y 2018, respectivamente).

Por otra parte, los análisis de sensibilidad realizados demuestran que los factores que más influencia tendrían en la rentabilidad de este tipo de instalaciones son el incremento anual del precio del kWh en el suministro convencional (PVCP), la modalidad de autoconsumo elegida y la posible aplicación del peaje de respaldo. Son todos ellos factores sujetos a regulación por parte del Gobierno, evidenciando la gran influencia que tendrán las decisiones de Estado en la viabilidad de estos sistemas. Por el contrario, variables como la inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos, o el grado de autoconsumo instantáneo, tienen menor incidencia en la rentabilidad, siempre que se mantengan dentro de ciertos límites. Otra conclusión importante derivada de estos análisis es la mejora de la rentabilidad cuanto mayor sea el consumo eléctrico anual de la vivienda, no resultando sistemas rentables en viviendas con consumos anuales bajos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Del Río P, Mir-Artigues P. "Support for solar PV deployment in Spain: Some policy lessons". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2012, nº 16, p. 5557-5566.
- [2] European Photovoltaic Industry Association (EPIA). *Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017*. Brussels: EPIA, 2013.
- [3] De la Hoz J, Martín H, Ballart J et al. "Evaluating the approach to reduce the overrun cost of grid connected PV systems for the Spanish electricity sector: Performance analysis of the period 2010-2012". *Applied Energy*. 2014, nº 121, p. 159-173.
- [4] España. Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. *BOE*, 28 de enero de 2012, num. 24, p. 8068-8072.
- [5] Colmenar-Santos A, Campiñez-Romero S, Pérez-Molina C et al. "Profitability analysis of grid-connected photovoltaic facilities for household electricity self-sufficiency". *Energy Policy*. 2012, nº 51, p. 749-764.
- [6] "Proyecto de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con balance neto". Informe inédito. España. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Secretaría de Estado de Energía, 2011.
- [7] "Propuesta de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo". España. Informe inédito. Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Secretaría de Estado de Energía, 2013.
- [8] España. Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica. *BOE*, 16 de noviembre de 2011, núm. 276, p. 118002-118009.
- [9] España. Ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. *BOE*, 28 de diciembre de 2012, núm. 312, p.88081-88096.
- [10] *Informe 19/2013 de la CNE sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo*. Comisión Nacional de la Energía, 2013.
- [11] *Informe IPN 103/13 Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico*. Comisión Nacional de la Competencia, 2013.
- [12] Mir-Artigues P. "The Spanish regulation of the photovoltaic demand-side generation". *Energy Policy*. 2013, nº 63, p. 664-673.
- [13] Castillo-Cagigal M, Caamaño-Martín E, Matallanas E et al. "PV self-consumption optimization with storage and Active DSM for the residential sector". *Solar Energy*. 2011, nº 85, p. 2338-2348.
- [14] Thygesen R, Karlsson B. "Simulation and analysis of a solar assisted heat pump system with two different storage types for high levels of PV electricity self-consumption". *Solar Energy*. 2014, nº 103, p. 19-27.
- [15] España. Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. *BOE*, 8 de diciembre de 2011, núm. 295, p. 130033-130064.
- [16] Red Eléctrica de España, S.A. *Atlas de la Demanda Eléctrica Española. Proyecto INDEL*. Madrid: Red Eléctrica de España, S.A., 1998.
- [17] *Proyecto SECH-SPAHOUSEC: Análisis del consumo energético del sector residencial en España*. IDAE, 2011.
- [18] España. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. *BOE*, 27 de diciembre de 2013, núm. 310, p. 105198-105294.
- [19] España. Resolución de 31 de enero de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisa el coste de producción de energía eléctrica y los precios voluntarios para el pequeño consumidor. *BOE*, 1 de febrero de 2014, núm. 28, p. 7170-7177.
- [20] España. Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. *BOE*, 29 de marzo de 2014, núm. 77, p. 27397-27428.
- [21] METEOTEST. *Meteonorm. Software for meteorological data* [en línea]. V7.0. Bern: METEOTEST, abril 2012. Disponible en Web <<http://www.meteonorm.com/>>.
- [22] Agencia Extremeña de la Energía. *Mapa de Radiación solar* [en línea]. Disponible en web: <<http://195.235.20.228:8085/>>. [Consulta: abril 2014].
- [23] Marín-Comitre U. "Estudio de viabilidad y diseño de instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo en viviendas unifamiliares en Extremadura, en la modalidad de balance neto". Directores: Miranda-García-Cuevas MT, Mulero-Díaz AA. Proyecto Fin de Máster. Universidad de Extremadura, 2013.
- [24] PVsist SA. *PVsist. Software for study of photovoltaic system* [en línea]. V6.04-DEMO. Satigny: PVsist SA, marzo 2013. Disponible en Web <<http://www.pvsist.com/>>.
- [25] García-Triviño P, Llorens-Iborra F, García-Pichardo E et al. "Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas de pequeña potencia para viviendas mediante la modalidad de balance neto". *Dyna*. 2014, vol. 89, p. 229-235.
- [26] Instituto Nacional de Estadística. Índice de Precios de consumo (IPC) [en línea]. Disponible en web: <http://www.ine.es/prensa/ipc_tabla.htm>. [Consulta: abril 2014].
- [27] FVenergia sobrecubierta SL. *Tarifas de generadores fotovoltaicos* [en línea]. Disponible en Web: <<http://www.cubiertafotovoltaica.com/generadores.taf>> [consulta: abril de 2014].
- [28] German Solar Industry Association (BSW-Solar). *Statistic data on the German Solar power (photovoltaic) industry* [en línea]. Disponible en Web: <<http://www.solarwirtschaft.de/en/photovoltaic-market.html>> [consulta: abril de 2014].
- [29] España. Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014. *BOE*, 1 de febrero de 2014, núm. 28, p. 7147-7169.
- [30] España. Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social. *BOE*, 31 de diciembre de 1997, núm. 313, p. 38517-38616.
- [31] España. Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para su aplicación a partir de agosto de 2013 y por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial para el segundo trimestre de 2013. *BOE*, 3 de agosto de 2013, núm. 185, p. 56729-56738.
- [32] España. Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. *BOE*, 31 de diciembre de 2009, núm. 315, p. 112136-112166.
- [33] España. Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008. *BOE*, 29 de diciembre de 2007, núm. 312, p. 53781-53805.
- [34] España. Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. *BOE*, 18 de septiembre de 2007, núm. 224, p. 37860-37875.
- [35] Sabio-Rey E, "Apuntes de Eficiencia Energética en la Industria y el Transporte". Inédito. Universidad de Extremadura, 2010.