

España

PVFINANCING 

PAUTAS DE IMPLEMENTACIÓN NACIONAL

PROYECTO PV FINANCING
Entregable 4.1 (Público)

 **creara**
ENERGY EXPERTS



Este proyecto ha recibido financiación del programa de investigación e innovación Horizonte 2020 de la Unión Europea bajo el acuerdo de subvención nº 646554.

PV Financing es un proyecto financiado por la Comisión Europea en el marco del programa Horizonte 2020 y cubre 7 países: Alemania, Francia, Gran Bretaña, Italia, Austria, España y Turquía.

El proyecto tiene como objetivo identificar nuevas vías para el desarrollo del mercado fotovoltaico y eliminar posibles barreras. Concretamente, el objetivo de PV Financing es identificar modelos de negocio y esquemas de financiación innovadores para sistemas FV en el periodo post-FiT.

El presente documento pretende evaluar el estado actual y las barreras del marco regulatorio español en materia de fotovoltaica, así como identificar las posibles soluciones a dichas barreras a través de distintos modelos de negocio y esquemas de financiación. En definitiva, el documento trata de constituir una guía de utilidad para inversores privados, instaladores de fotovoltaica, bancos y compañías aseguradoras que pretendan actualmente desarrollar proyectos fotovoltaicos en España.



TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	5
1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL	5
1.2. RESUMEN DEL MARCO REGULATORIO	7
1.3. SEGMENTOS DE APLICACIÓN FV	8
2. MODELO DE NEGOCIO 1 - AUTOCONSUMO	13
2.1. INFORMACIÓN REGULATORIA ESPECÍFICA	13
2.2. IMPLEMENTACIÓN PASO A PASO	15
2.3. CÁLCULOS DE RENTABILIDAD	21
2.4. ESQUEMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLES	35
2.5. EJEMPLOS DE BUENAS PRÁCTICAS	37
3. MODELO DE NEGOCIO 2 - COOPERATIVA	39
3.1. INFORMACIÓN REGULATORIA ESPECÍFICA	41
3.2. IMPLEMENTACIÓN PASO A PASO	41
3.3. EJEMPLOS DE COOPERATIVAS	42
3.4. CÁLCULOS DE RENTABILIDAD	43
3.5. OUTLOOK	46
4. CONCLUSIONES	49
5. ANEXOS	51
5.1. CÁLCULOS DE RENTABILIDAD INCLUYENDO PRÉSTAMOS	51

Este documento ha sido preparado por CREARA Energy Experts en julio de 2016. Será facilitado a los destinatarios con el único propósito de servir a la información general. Nada en él debería ser interpretado como una oferta o recomendación de ningún servicio o producto final. Este documento no constituye asesoría de inversión, legal, fiscal o de cualquier otro tipo. Los destinatarios deberían consultar con su propio consultor o asesor legal / financiero.

Este documento está basado en fuentes precisas. Sin embargo, CREARA Energy Experts no garantiza la exactitud o totalidad de ninguna información contenida en el documento. CREARA Energy Experts no asume ninguna obligación para actualizar en adelante la información contenida.

Este documento no debe ser reproducido, distribuido o publicado, ya sea en parte o en conjunto, sin el previo permiso escrito de CREARA Energy Experts.



1. INTRODUCCIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL

Los niveles medios de irradiación para España oscilan entre los 1,250 kWh / m² / año en el norte del país, cerca de la frontera con Francia, y los 2,400 kWh / m² / año en las Islas Canarias. Por lo tanto, España es uno de los países europeos con niveles más altos de irradiación, lo que deja un amplio margen para la implantación de la tecnología fotovoltaica (FV).

Dichas condiciones para el desarrollo solar en el país se vieron acompañadas por las altas tarifas fijadas para las energías renovables (Feed-in Tariffs, FiT), que estuvieron en vigor hasta 2012, lo que derivó en una notable expansión del sector fotovoltaico. De este modo, España fue uno de los países líderes en términos de capacidad FV durante varios años, especialmente en 2008 cuando el país instaló el 40% de la energía solar global.

Sin embargo, siete años después, en 2015, la contribución de España al mercado global foto-

voltaico fue de sólo un 0,09% de la capacidad total instalada. La principal causa de esta gran diferencia es la situación de incertidumbre para la FV en España, principalmente debido a los cambios regulatorios introducidos en los últimos años. La eliminación del sistema FiT presentado en enero de 2012 debilitó fuertemente el sector fotovoltaico nacional, que ya estaba en una situación delicada después de la entrada en vigor de diferentes medidas retroactivas desde 2010.

Además, se esperaba que una regulación de net-metering (medición neta) fuera publicada en los meses siguientes a la moratoria para las energías renovables. El proceso de regulación comenzó en noviembre de 2011. Sin embargo, la regulación final no fue publicada hasta octubre de 2015 y además regula únicamente el autoconsumo. Por lo tanto, no existe un esquema de net-metering en España en estos momentos.

Aunque el autoconsumo de energía fotovoltaica está legalmente permitido, la inversión en instalaciones con este modelo de negocio se ha vuelto menos habitual, debido principalmente a la incertidumbre creada por los cambios regulatorios.

El mercado FV español no es muy activo con respecto a los sistemas de financiación. A pesar de que existen diferentes mecanismos de financiación para el mercado fotovoltaico español, no todos ellos (o apenas ninguno) están siendo utilizados actualmente. En muchos segmentos la autofinanciación es el sistema más utilizado para instalaciones de autoconsumo.

Hay varios aspectos que son válidos para el mercado FV en general, así como para los segmentos de aplicación (residencial, comercial, público e industrial) del proyecto PV Financing:

- *Se están desarrollando pocas instalaciones y los escasos sistemas que se instalaron en los últimos años han sido utilizados para el autoconsumo desde antes de la publicación de la nueva ley en octubre de 2015.*
- *La barrera más grande para las instalaciones FV es la regulación actual del país, así como la percepción de inseguridad sobre posibles nuevos cambios.*
- *Como consecuencia de las modificaciones reglamentarias, aquellos inversores (propietarios) que continúan invirtiendo en sistemas FV no buscan alcanzar unas cotas específicas en los parámetros de rendimiento (periodo de retorno, TIR objetivo, implicaciones fiscales, etc.), lo que significa que no basan mucho su decisión de inversión en la rentabilidad. Por lo general, están invirtiendo por otras razones como la conciencia ambiental.*
- *Las pocas personas que instalan en la actualidad son conscientes de los riesgos a los que se*

enfrentan en términos de posibles cambios regulatorios que pudieran desalentar el uso de la energía fotovoltaica en una escala más amplia.

- *El inversor de un sistema fotovoltaico es el dueño de la casa, edificio, planta industrial, centro comercial, etc., por lo tanto, no existe ninguna operación de alquiler involucrada en los proyectos.*

El segmento de los centros comerciales es un caso especial en España. El Código Técnico de la Edificación requiere que los centros comerciales tengan una contribución mínima de energía fotovoltaica en su consumo de electricidad. Por lo tanto, los centros comerciales son una de las pocas aplicaciones que han visto algún movimiento en los últimos años.

En este informe únicamente se explicará en detalle el modelo de negocio de autoconsumo, ya que es la única opción viable hoy en día en España para los segmentos cubiertos. Sin embargo, se describe brevemente un modelo de negocio basado en entidades cooperativas, dado que podría constituir una opción útil para el desarrollo de energía fotovoltaica en los próximos años.

1.2. RESUMEN DEL MARCO REGULATORIO

Como se ha indicado anteriormente, en la actualidad no es común instalar sistemas fotovoltaicos en España, debido principalmente a la marcada incertidumbre que los cambios regulatorios han generado. La moratoria para instalaciones de energías renovables, presentada en enero de 2012, se vio acompañada por el Real Decreto – Ley (RD) 9/2013, que abolió de manera definitiva las FiTs para las energías renovables con efectos retroactivos. Ambas regulaciones debilitaron en gran medida el sector FV, que ya se encontraba en una situación delicada después de la entrada en vigor de diferentes medidas retroactivas desde 2010 como:

- *El Real Decreto 1565/2010, que modificó el apoyo del gobierno a la electricidad producida a partir de plantas FV existentes. Las altas tarifas fijas existentes para las energías renovables (FiTs), fueron limitadas por:*
 - 5% para instalaciones de tejado pequeño (<20 kW)
 - 25% para instalaciones de tejado mediano (>20 kW)
 - 45% para instalaciones en el suelo.
- *El Real Decreto – Ley (RD) 14/2010, que requiere que todo generador de electricidad pague una tarifa de 0,50 EUR / MWh por la electricidad integrada en la red, con el fin de reducir el déficit de tarifas del sector eléctrico.*

Además, se esperaba que se publicara una ley regulando el net-metering, pero finalmente sólo se emitió una regulación de autoconsumo a finales de 2015. La nueva ley regula las disposiciones administrativas, técnicas y económicas para la generación y el suministro de electricidad para autoconsumo. El RD de 2015 establece una tarifa fija y variable sobre los consumidores, que pue-

den vender el exceso de electricidad únicamente bajo determinadas condiciones (ver 2.1. Información Regulatoria Específica). Así, el régimen de autoconsumo español se basa principalmente en el ahorro, es decir, dependiendo del tipo de autoconsumo considerado podría no haber ingresos asociados al sistema FV.

Como resultado de la actual regulación y de la incertidumbre asociada a ella, en la actualidad del mercado FV español no existen modelos de negocio comunes en otros mercados como los Power Purchase Agreements (PPA), Feed-in Tariff, net-metering, etc.

El mayor reto para la FV en España es otro posible cambio en la regulación, que podría ser introducido en caso de que haya un cambio de gobierno después de las recientes elecciones. Varios partidos políticos firmaron un acuerdo antes de las elecciones previas (diciembre de 2015) que establece cambios en la regulación del autoconsumo en caso de que accedan al gobierno del país.

1.3. SEGMENTOS DE APLICACIÓN FV

La siguiente sección proporciona una visión general de la situación actual en los diferentes segmentos de aplicación FV. Antes de la descripción de las condiciones de cada segmento, se presentan las siguientes aclaraciones, ya que son válidas para todos ellos:

- *La compra de electricidad FV de un tercero mediante un contrato PPA no se considera, por lo general, en España:*
 - *En primer lugar, porque hoy en día los consumidores no están dispuestos a firmar un contrato a largo plazo de electricidad FV.*
 - *En segundo lugar, porque ofrecer un contrato de este tipo, especialmente para instalaciones pequeñas, no es rentable ya que hay diferentes tasas que pagar por generar electricidad (tasas para la generación de electricidad y tasas cargadas por el autoconsumo tipo 2 - ver 2.1. Información Regulatoria Específica) y los proveedores necesitarían aumentar las tarifas PPA para cubrirlas.*
- *No está legalmente permitido tener un segundo contrato de suministro. Para firmar un contrato PPA los consumidores deberían firmarlo con su proveedor de electricidad u obtener toda su electricidad del proveedor PPA. Está legalmente permitido generar electricidad FV para el autoconsumo al mismo tiempo que se consume electricidad del proveedor eléctrico, pero para esto el consumidor tiene que cumplir con un largo número de requisitos para legalizar el sistema.*

Como los contratos PPA no se presentan como una opción viable para los consumidores, aquellos interesados en consumir electricidad FV tienen que invertir en una instalación ellos mismos. Normalmente cubren la inversión inicial total por sí mis-

mos, a pesar de que existan mecanismos de financiación disponibles como préstamos de bancos.

Viviendas Unifamiliares

En la actualidad del mercado FV español no es común para los consumidores residenciales invertir en instalaciones FV, y los pocos hogares que llevan a cabo estas inversiones normalmente lo hacen con el objetivo de ganar independencia de las compañías eléctricas y protección ante un aumento de los precios de la electricidad. Algunos consumidores, no obstante, invierten en tecnología FV debido a su conciencia ambiental.

De acuerdo con varios instaladores entrevistados hay pocos clientes interesados en invertir en una instalación FV, debido principalmente a la desconfianza en la regulación y a la falta de información en el sector, que también está presente a la hora de analizar la viabilidad económica de la instalación.

Viviendas Multifamiliares

Si los propietarios de apartamentos en edificios multifamiliares quieren invertir conjuntamente en un sistema de autoconsumo fotovoltaico, la única opción viable es utilizar la electricidad fotovoltaica generada para los espacios comunes del edificio.

Un generador de una instalación de autoconsumo está legalmente autorizado para suministrar electricidad a un único consumidor, y por lo tanto todo el edificio tendría que tener el mismo Código Unificado del Punto de Suministro (CUPS), que identifica un punto de suministro en España. El mismo problema puede ser identificado para la electricidad suministrada de la red eléctrica para las horas en las que el sistema fotovoltaico no

está generando, ya que tener más de un contrato de suministro para cada punto de consumo no está legalmente permitido en el país.

Por lo tanto, en caso de querer utilizar la instalación FV, el edificio entero debería convertirse en un grupo unificado de consumidores y tener un único contrato de suministro. Además, necesitarían un contador inteligente para todo el edificio, es decir, para el consumo eléctrico total del edificio (incluyendo áreas comunes y los diferentes apartamentos) y para la energía FV generada. Para asignar el consumo eléctrico a cada apartamento necesitarían otro contador inteligente que registre la cantidad de energía que cada uno de ellos ha consumido. Todo ello podría convertirse en un procedimiento un tanto laborioso.

Un problema adicional con este tipo de autoconsumo para edificios multifamiliares es que los consumidores no pueden determinar cuánta electricidad ha consumido cada uno de ellos de la instalación FV y cuánta de la red, lo que podría llevar a problemas a la hora de tener que establecer los pagos. Todos los problemas identificados para edificios multifamiliares están también presentes a la hora de intentar aplicar un esquema similar en el segmento comercial (por ejemplo, en edificios de oficinas o centros comerciales).

Considerando todas estas dificultades, utilizar la tecnología FV para los espacios comunes parece ser la única opción viable en edificios multifamiliares en la actualidad.

Centros Comerciales

Al igual que para las viviendas multifamiliares, los centros comerciales únicamente utilizan la energía FV generada para los espacios comunes del edificio, ya que los mismos problemas identificados para las viviendas multifamiliares son de aplicación en este caso.

Sin embargo, como se ha indicado anteriormente, el segmento de los centros comerciales debe ser analizado como un caso aislado en España. El Código Técnico de la Edificación requiere que aquellos edificios con múltiples tiendas y centros de entretenimiento con más de 5.000 metros cuadrados de área construida tengan una contribución mínima de energía FV en su consumo de electricidad. La capacidad nominal mínima del sistema que se instalaría es calculada mediante una fórmula que tiene en cuenta:

- *Zona climática*
- *Superficie construida del edificio*
- *Uso del edificio*

Todo centro comercial construido desde 2009 (primer año en el que la regulación fue efectiva) tiene una instalación FV. Normalmente, la capacidad instalada se limita a la requerida por el reglamento. Únicamente en uno de los casos analizados se decidió instalar un sistema con más capacidad de la requerida, con el fin de añadir valor a la propuesta que se presentó durante la licitación del desarrollo del centro comercial. De acuerdo con el desarrollador del proyecto, el aumento de capacidad fue, de hecho, el criterio decisivo para ganar el proyecto dada la imagen verde (ver 2.5. Ejemplos de Buenas Prácticas).

El dueño del centro comercial cubre la inversión de la instalación FV. Teniendo en cuenta que la instalación del sistema fotovoltaico es obligatoria, el propietario generalmente no se centra en la maximización de la rentabilidad de la inversión. El sistema está diseñado para cumplir con los requisitos mínimos de la regulación y el objetivo principal es, por tanto, minimizar los costes. Los inversores llevan a cabo un estudio del impacto económico. Para este segmento, el estudio sirve como un indicador para el propietario para decidir sobre la capacidad a instalar.

Edificios de Oficinas

A diferencia del segmento residencial, la demanda de edificios de oficinas ocurre principalmente cuando el sistema FV está generando. Esto tiene ventajas al considerar el autoconsumo.

Además de dicha ventaja, el principal beneficio que una instalación FV ofrece al propietario del edificio es aumentar el atractivo/valor para los arrendatarios. Antes de la nueva regulación (RD 900/2015) el principal problema era la imposibilidad de tener un consumidor y un productor para la misma instalación FV. Con autoconsumo tipo 2 (ver 2. Modelo de Negocio 1 - Autoconsumo) el propietario del edificio podría instalar el sistema FV y más tarde ofrecer a (uno de) su(s) arrendatario(s) la posibilidad de tener electricidad FV a un precio más bajo.

El principal problema sería que el propietario del edificio no sería capaz de vender la electricidad FV generada a todos sus arrendatarios, ya que se darían las mismas restricciones descritas para el caso de las viviendas multifamiliares. Además, con los recientes cargos impuestos a las instalaciones FV, los costes que deben soportar son altos y, como consecuencia, la instalación del sistema FV es menos rentable. Sin embargo, tener un sistema FV podría proporcionar una imagen más verde.

Parques Industriales

El principal estímulo de las empresas ubicadas en parques industriales es la rentabilidad, es decir, instalan sistemas FV con el fin de ahorrar en costes de electricidad. Las empresas llevan a cabo estudios de rentabilidad para optimizar su consumo y su generación con el objetivo de cubrir la mayor demanda eléctrica posible, ganando así independencia de las compañías eléctricas. Por consiguiente, en el caso de que instalaran un sistema FV tratarían de limitar el exceso de electricidad.

Edificios de Educación Pública

Los edificios de educación pública se pueden dividir en dos grupos en España: colegios y universidades. Cada uno tiene una manera diferente de gestionar sus fondos. Para los colegios debe hacerse una distinción adicional entre colegios públicos y concertados.

Colegios

En los colegios públicos son varios los organismos que pagan la electricidad:

- Tesoro Público
- Ministerio de Economía
- Administración pública (municipalidad)

Las decisiones de inversión en edificios escolares se toman por los tres organismos que proporcionan el presupuesto para los colegios públicos, y por el propio colegio en el caso de los concertados.

Un colegio concertado con el que se ha contactado declaró que en el año 2009 consideraron la firma de un contrato PPA con un operador de la planta FV, pero incluso con los ahorros obtenidos en ese año (cuando la FV era incentivada en España) el proyecto implicaba un riesgo significativo. Los dos principales problemas identificados fueron la duración del contrato y la obligación de otorgar derechos de acceso para el arrendamiento del tejado (dado que los colegios no están abiertos todos los días de la semana ni durante todo el año, esto presentaba un problema). También consideraron la inestabilidad de la regulación FV y la situación de la economía española.

En este tipo de educación se han reducido los fondos, lo que obliga a priorizar. Como dijo una persona entrevistada: «Con el dinero que se gasta en una instalación FV un estudiante puede estudiar durante más de un año».

Universidades

Muchos edificios de la universidad pública en España están oficialmente protegidos, principalmente a causa de su particular valor arquitectónico o histórico. Esto plantea una barrera adicional al considerar la instalación de un sistema FV. En términos generales, la instalación de estos sistemas no es factible en las universidades públicas españolas, debido principalmente a las siguientes razones:

- Como muchos de los edificios de la universidad públicas están protegidos, existen muy pocas posibilidades de hacer cambios.
- Los tejados de estos edificios están ocupados por máquinas de refrigeración y otros equipos, por lo que podría no haber suficiente espacio para la instalación de un sistema FV.



2. MODELO DE NEGOCIO 1 AUTOCONSUMO

2.1. INFORMACIÓN REGULATORIA ESPECÍFICA

Como se ha indicado anteriormente, en octubre de 2015 se publicó una nueva ley para el autoconsumo. En contra de las expectativas, no se introdujo ningún mecanismo de net-metering.

La nueva ley regula disposiciones administrativas, técnicas y económicas para la generación y suministro de electricidad y autoconsumo. Debe señalarse que el Real Decreto (en adelante RD) afecta a todos los puntos de suministro conectados a la red de distribución eléctrica. Las instalaciones aisladas u off-grid (instalaciones que no tienen ningún punto de conexión de red) están exentas de cumplir con el RD.

La nueva ley establece dos tipos de autoconsumo con diferentes condiciones, que quedan resumidas en la Tabla 1.

Para el segundo tipo de autoconsumo, la única manera de recibir una remuneración por el exceso de electricidad FV es mediante su venta en el mercado spot a los precios actuales (*“precio del pool”*). Para ello, el propietario debe obtener varias licencias (autoconsumo y los formularios de registro de instalaciones de producción de electricidad, agente de mercado eléctrico, etc.). El procedimiento de obtención de estos es muy laborioso y está regulado por el Real Decreto 1699/2011, que se refiere a todas las instalaciones conectadas a la red.

Cabe mencionar que en España la venta de electricidad está sujeta al pago de un impuesto (*Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica*), como está dispuesto en la Ley 15/2012. Por lo tanto, aquellos generadores que inyecten el exceso de electricidad en la red tendrían que

Tabla 1: Características principales de los tipos de autoconsumo disponibles en España

	AUTOCONSUMO 1 (SOLO AUTOCONSUMO)	AUTOCONSUMO 2 (AUTOCONSUMO Y VENTA)
Consumidor	Sólo hay un consumidor para la instalación	Puede haber un consumidor y un generador para la misma instalación
Propietario	El propietario de las instalaciones de generación debe ser el mismo que el propietario del punto de suministro	El propietario de la instalación de generación puede diferir del propietario del punto de suministro
Registro	No es necesario registrar una instalación de generación como una instalación de producción de electricidad. Sin embargo, es necesario darla de alta en el registro de autoconsumo (<i>Registro Administrativo de autoconsumo</i> , Real Decreto Ley 24/2013, del Sector Eléctrico)	Es necesario registrar la instalación de generación como una instalación de producción de electricidad (<i>Registro Administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica</i> , Real Decreto 413/2014)
Energía contratada	La energía contratada por el consumidor / suministro puede llegar a un máximo de 100 kW y la capacidad de la instalación de generación no puede exceder los puntos contratados de suministro de energía	La capacidad de generación no debe exceder la capacidad contratada en el punto de suministro, pero no hay límite como en autoconsumo 1
Exceso de electricidad	El consumidor no recibe remuneración por la electricidad excedente inyectada en la red	El consumidor puede recibir una compensación por los excedentes de electricidad inyectados en la red
Equipo de medición	Es obligatoria la instalación de equipos de medición para registrar la medición neta	Es obligatoria la instalación bidireccional de equipos de medición para registrar la medición neta, así como equipos de medición en los puntos de consumición asociados

Fuente: PV Financing.

pagar el 7% de la remuneración recibida (sin IVA) como impuestos.

Cumplir con el procedimiento establecido por el Real Decreto 900/2015 es la única opción legal para recibir alguna remuneración por el exceso de electricidad inyectada. Para poder vender electricidad en el mercado spot el consumidor puede:

- Convertirse en agente de mercado para así ser capaz de vender electricidad en el mercado spot el mismo, o

- Contratar a un agente de mercado que venda la electricidad en el mercado spot para el generador.

Ambas opciones incluyen costes adicionales que reducen el atractivo de esta remuneración, especialmente para un productor pequeño.

Los consumidores que deciden autoconsumir bajo el RD 900/2015 deberán seguir pagando los peajes de acceso a la electricidad como cualquier otro consumidor. Al mismo tiempo, deberán asumir los

cargos adicionales. Por ahora, estos cargos están divididos en dos tipos (la ley indica que esto podría cambiar en el futuro ya que los cargos sólo se han fijado para 2016 y 2017), que presentan diferentes excepciones en cuanto a su pago:

- **Cargos fijos, basados en capacidad**
 - Los sistemas FV de hasta 100 kW sin contador que mida el consumo total (no se requiere legalmente) ni con un sistema de batería están exentos de pagar cargos fijos.
 - Las instalaciones de producción de cogeneración están exentas de cargos fijos hasta el 31 de diciembre del año 2019.
- **Los cargos variables para la electricidad de autoconsumo (kWh), con base en la tarifa eléctrica contratada**

- Los consumidores cuya energía contratada sea inferior o igual a 10 kW están exentos del pago de los cargos variables para el autoconsumo.

- Las instalaciones de producción de cogeneración están exentas también de cargos variables hasta el 31 de diciembre del año 2019.
- Mallorca y Menorca tienen reducciones en los costes variables para el autoconsumo y las Islas Canarias, Ceuta y Melilla y los sistemas eléctricos de Ibiza - Formentera tienen exenciones totales de estos pagos.

Los procedimientos para instalaciones FV son bastante laboriosos. Éstos se explican en la siguiente sección, 2.2 Implementación Paso a Paso.

2.2. IMPLEMENTACIÓN PASO A PASO

El siguiente capítulo describe la estructura de autoconsumo para cada segmento de aplicación y proporciona una descripción paso a paso sobre cómo implementar un proyecto de autoconsumo. Para cada segmento se ha elegido entre tipo 1 y 2 con el fin de reflejar el caso más aplicable. Esta selección fue basada en el feedback recibido en entrevistas con expertos de mercado.

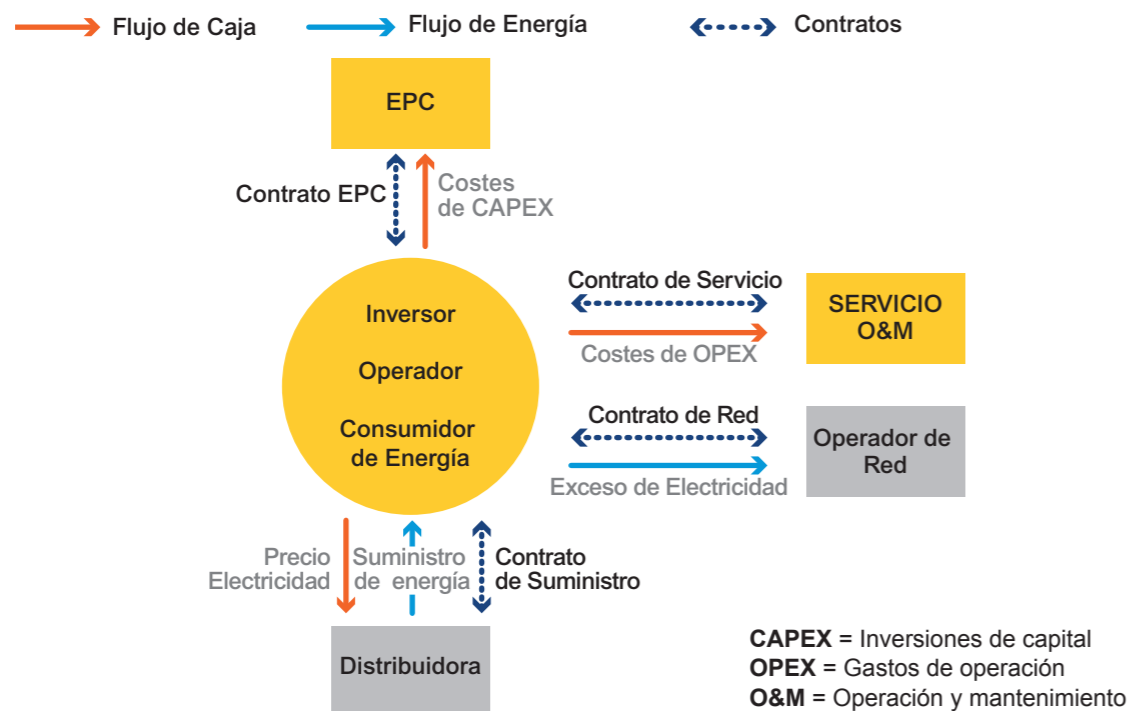
Segmento residencial

El autoconsumo para consumidores residenciales normalmente corresponde al autoconsumo 1 (aunque un consumidor residencial podría usar un tipo 2 también). En este caso se aplican las siguientes características:

- Como la energía contratada de estos consumidores es menor que 10 kW están exentos de pagar los cargos variables por autoconsumo.
- Dado que el caso más común sería no tener un contador de consumo total ni un sistema de baterías, estos consumidores estarían exentos de pagar los costes fijos para autoconsumo impuestos por la ley.
- Este tipo de consumidor no recibe ningún pago por el exceso de electricidad inyectada a la red ya que se eligió el autoconsumo tipo 1.

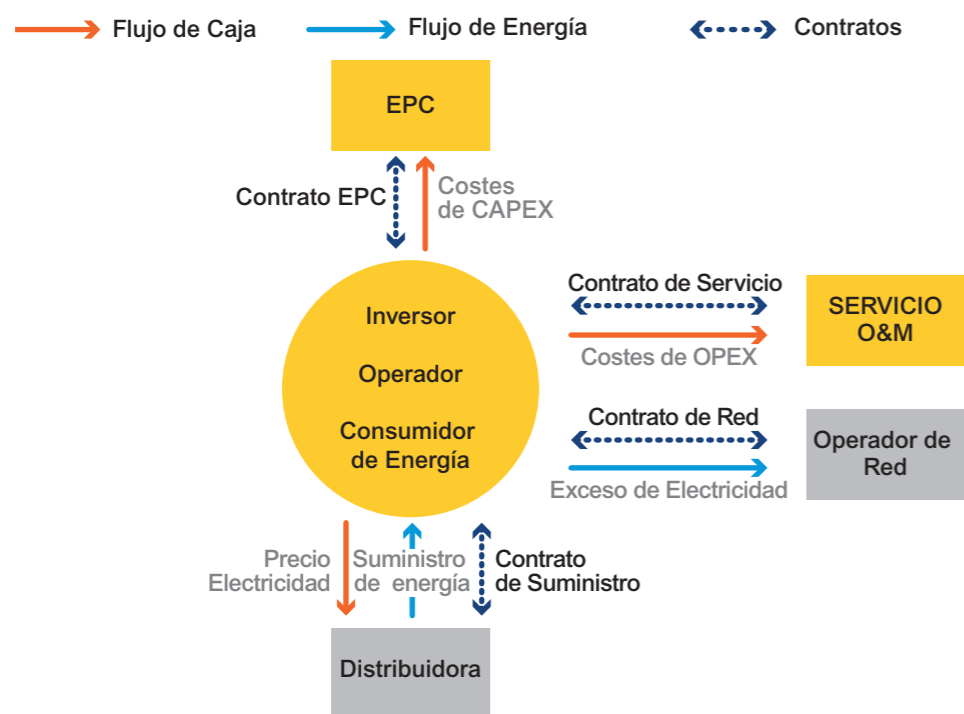
Los actores involucrados y su relación en este tipo de modelo de negocio son los indicados en el Gráfico 1.

Gráfico 1. Autoconsumo residencial



Fuente: PV Financing.

Gráfico 2. Autoconsumo comercial



Fuente: PV Financing.

Segmento comercial

Se ha considerado el autoconsumo 1 para los consumidores comerciales ya que el tipo 2 parece menos atractivo para este tipo de consumidores. Las siguientes características deberían tenerse en cuenta para este caso concreto:

- Dado que la energía contratada por estos consumidores está por encima de 10 kW, los consumidores deberán pagar los cargos variables fijados por la ley para el autoconsumo 1:
 - Considerando una tarifa eléctrica 3.0 A, los cargos ascienden a 1,787 cEUR / kWh por cada kWh de autoconsumo (excepto si el consumidor se encuentra en una de las islas exentas).
- Como el caso más común será no tener contador de consumo total ni un sistema de baterías, estos consumidores estarán exentos de pagar los costes fijos para autoconsumo impuestos por la ley.
- El consumidor no recibe ningún pago por el exceso de electricidad inyectada en la red ya que se ha considerado el autoconsumo tipo 1.

Los actores involucrados en este modelo de negocio están relacionados como se muestra en el Gráfico 2.

Centros comerciales

Para los centros comerciales el análisis considera el autoconsumo 1, aunque estos consumidores también podrían acogerse al autoconsumo tipo 2. Las características que se aplican en este caso son las siguientes:

- Como la energía contratada de estos consumidores está por encima de 10 kW, deberán pagar cargos variables fijados por la ley para el autoconsumo 1:

- Basándose en la tarifa eléctrica 3.1 A, este cargo podría ascender a 1,5692 cEUR / kWh por cada kWh autoconsumido (excepto en las islas exentas).

- Como el caso más común será no tener un contador de consumo total ni un sistema de baterías, estos consumidores estarán exentos de pagar los costes fijos para autoconsumo impuestos por la ley.
- Este tipo de consumidor no recibe ningún pago por exceso de electricidad inyectada en la red ya que se ha considerado el autoconsumo 1.

La relación entre los actores involucrados en este tipo de modelo de negocio sería igual a la indicada para los consumidores comerciales.

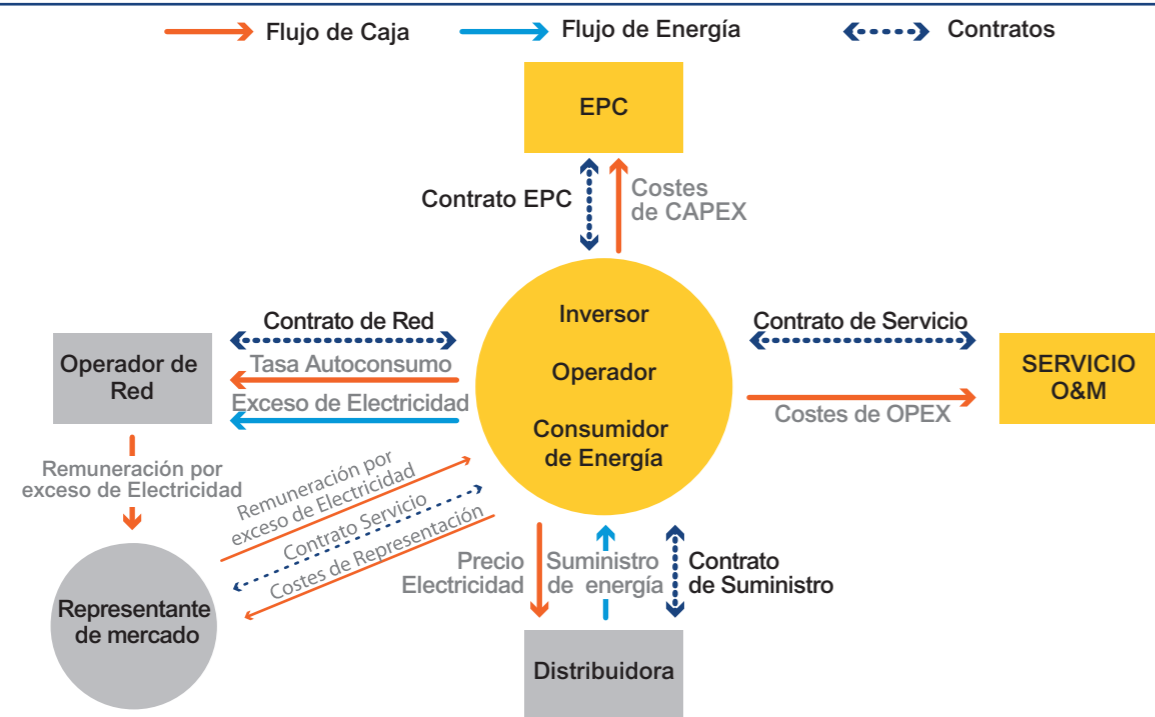
Sector industrial

En el caso del sector industrial, se ha seleccionado el autoconsumo 2 ya que la energía contratada seguramente excedería los 100 kW. No obstante, en aquellos casos en los que la energía contratada fuera menor, el consumidor podría también optar por el tipo 1. Para la simulación con autoconsumo tipo 2 las siguientes características resultan de aplicación:

- Dado que la energía contratada por estos consumidores está por encima de 10 kW, deberán pagar los cargos variables (que varían dependiendo de la tarifa contratada) fijados por la ley para el autoconsumo 2:
 - En el caso de la tarifa 6.1 A, dichos cargos se elevan hasta los 1,2362 cEUR / kWh por cada kWh autoconsumido (excepto si la instalación se localiza en una de las islas de exención).

- Los consumidores industriales tendrán que pagar el coste fijo anual por capacidad instalada fijado por la ley, que asciende a 11,9914 EUR / kW (cargo fijo para la tarifa 6.1 A).

Gráfico 3. Autoconsumo industrial



Fuente: PV Financing.

- A través del representante de mercado el consumidor recibe un pago por el exceso de electricidad inyectada en la red. Esta remuneración se basa en el mercado diario. Para este ejercicio se ha considerado una media de 50 EUR / MWh como precio del mercado spot para la electricidad inyectada. Se debe hacer frente además a los costes del representante de mercado, aunque para este análisis dichos costes no se han tenido en cuenta ¹. Los ingresos totales serían, por lo tanto, menores en el caso de que se hubieran incluido en el análisis.
- El consumidor tiene que pagar una tasa de 0,50 EUR / MWh por la electricidad inyectada en la red, tal y como se establece en el Real decreto-Ley 14/2010.

Los actores involucrados en este caso quedan vinculados como se indica en el Gráfico 3.

Edificios de Educación Pública

El autoconsumo 1 ha sido considerado como la opción más probable para los edificios de educación pública. En el análisis se han considerado los siguientes factores:

- Dado que la energía contratada por estos consumidores está por encima de 10 kW, los consumidores deberán pagar los cargos variables fijados por la ley para autoconsumo 1.
 - Dichos cargos suponen 1,787 cEUR / kWh con la tarifa eléctrica 3.0 A por cada kWh que es autoconsumido (excepto en las islas de exención).

¹ Los costes del representante de mercado para la inyección de electricidad se negocian de forma individual y por lo tanto varían de un caso a otro, aunque los valores de referencia podrían alcanzar alrededor de 2 euros / MWh para los consumidores industriales y los 5 euros / MWh para los usuarios comerciales.

- Como el caso más común será no tener un contador de consumo total ni un sistema de baterías, estos consumidores estarán exentos de pagar los costes fijos para autoconsumo impuestos por la ley.
- Este tipo de consumidor no recibe ningún pago por el exceso de electricidad inyectada en la red ya que se ha elegido como opción más probable la modalidad de autoconsumo 1.

La vinculación entre los actores de este modelo de negocio es similar a la indicada en el caso de los consumidores comerciales.

Proceso paso a paso

Esta subsección desarrolla los diferentes pasos que los usuarios deben completar a la hora de instalar un sistema FV.

En primer lugar, el usuario debe buscar al instalador que le ofrezca el presupuesto más atractivo en términos de precio y calidad para la implantación del proyecto. El enfoque ideal sería buscar varios instaladores para poder comparar las condiciones de las ofertas.

Para esto el usuario necesitaría tener una primera idea de la capacidad que debería instalar. En caso de que el usuario no conozca esta información el instalador tendría que llevar a cabo esta estimación. A continuación, el instalador prepararía el plan económico del proyecto, que variará dependiendo del tamaño y de la demanda eléctrica.

Con el fin de decidir si invertir o no en una instalación FV y qué oferta seleccionar, el usuario debería tener en consideración los siguientes factores:

- La generación esperada del sistema FV, que determina los ahorros por auto-consumir la electricidad en lugar de comprarla desde la red. Al estimar la generación de la instalación FV, la

capacidad del sistema y los niveles de irradiación de la localización específica considerada deberían ser estudiados. Con el fin de determinar los ahorros, se han de tener en cuenta además las tarifas eléctricas.

- La inversión inicial, que varía dependiendo de la capacidad a instalar y de los presupuestos recibidos por el instalador.
- Los costes de operación y mantenimiento previstos, así como el impuesto de sociedades en los casos de los consumidores comerciales e industriales.
- Los cargos a pagar por utilizar el sistema / consumir la energía generada / vender el exceso de electricidad (dependiendo de la modalidad elegida).

Después de elegir el instalador, el usuario debe solicitar un permiso de conexión de su suministrador de electricidad para conectar el sistema FV, así como un permiso de construcción para el sistema FV de su municipio.

El siguiente paso sería la construcción de la instalación FV. Tras ello, el sistema FV tiene que ser legalizado en dos maneras diferentes:

1. Legalización del Sistema FV en el Ministerio de Industria y Energía. Generalmente esta parte es llevada a cabo por el instalador o una compañía consultora previamente contratada por la empresa instaladora.
2. Legalización del sistema FV de acuerdo con diferentes registros puestos en marcha en la nueva ley de autoconsumo (RD 900/2015) dependiendo del tipo de autoconsumo seleccionado:
 - Registro administrativo de autoconsumo (autoconsumo 1 y 2). Con el fin de registrar la instalación, los usuarios deben seguir el proceso de registro mostrado a continuación:

- La inscripción debe hacerse en la DGPE (Dirección General del Patrimonio del Estado). Dicha inscripción puede completarse por medios electrónicos.
- La obligación recae en el propietario de la instalación, que dispone de un mes desde la formalización del contrato de acceso a la red de la instalación FV para presentar la documentación.
- La inscripción debe ser acompañada por la siguiente documentación:
 - Declaración jurada del representante legal de la instalación.
 - Documento de confirmación de la inscripción en el registro de autoconsumo según el modelo del Anexo II del RD.
- En el caso de las instalaciones FV implementadas antes de la introducción de la nueva regulación (octubre 2015) sus propietarios tuvieron 6 meses de periodo de adaptación a la nueva regulación (que finalizó en abril 2016)².
- Existe un procedimiento de sanciones por cometer infracciones como:
 - No registrar la instalación.
 - Desarrollar un tipo de autoconsumo que no esté incluido en los patrones de consumición establecidos por la ley (por ejemplo, una combinación de autoconsumo 1 y 2).
 - El incumplimiento de cualquier requisito técnico del RD de autoconsumo que se traduzca en problemas en la calidad del servicio.
- Registro de las instalaciones de producción de electricidad (Autoconsumo 2). El procedimiento de inscripción en este registro se compone de dos fases: una fase de pre-registro y una fase de inscripción definitiva:
 - En la fase de pre-registro la solicitud debe ir acompañada por lo siguiente:
 - La autorización provisional de operación para el testeo.
 - El contrato técnico con la empresa distribuidora, o, en su caso, el contrato técnico de acceso a la red de transmisión.
 - Un certificado emitido por el proveedor de electricidad que demuestre el cumplimiento de las disposiciones de los puntos de medición unificada del sistema eléctrico.
 - Un informe realizado por el operador de la red de transmisión o el proveedor de electricidad que acredite la correcta ejecución de los procedimientos de acceso y conexión, así como el cumplimiento de los requisitos técnicos, operativos y de información.
 - Fase final de registro, que incluye obtener lo siguiente:
 - Licencia de operación final.
 - Certificación de cumplimiento con los requerimientos para los generadores de mercado 3 y, donde sea aplicable, los resultados de los testeos de capacidad neta, bruta y mínima.

Los cargos administrativos dependen de cada región. En algunas áreas una pequeña tasa es cargada para obtener los documentos, en otros el procedimiento está libre de cargos.

² El corto periodo de tiempo para adaptarse a este nuevo RD dado a los sistemas fotovoltaicos ya instalados, junto con el hecho de que la regulación no es clara en cuanto a cuando los cargos que se aplican a cada uno de los diferentes tipos de autoconsumo, el proceso de registro, etc., llevó a una situación en la que en marzo de 2016, 1 mes antes del final del periodo de adaptación, sólo 6 sistemas fotovoltaicos fueron legalizados de acuerdo con este RD, aunque entre abril y mayo el número de sistemas FV legalizados creció hasta 411 sistemas FV registrados, cuando se inició el proceso sancionador. A principios de julio de 2016, los sistemas FV legalizados en España ascendían a 424 instalaciones.

³ A diferencia de las instalaciones térmicas e hidráulicas, los sistemas FV no están actualmente obligados a llevar a cabo una prueba para demostrar su capacidad bruta, neta y mínima. Sin embargo, una propuesta del Real Decreto - Ley que regula los mecanismos para la capacidad y la hibernación, está siendo examinada y podría requerir a instalaciones FV para llevar a cabo la prueba también.

En los casos presentados en este documento no se ha considerado la existencia de financiación. En caso de que se utilizara financiación externa, se deberían llevar a cabo procesos adicionales dependiendo del tipo y tamaño de la instalación y

el esquema de financiación utilizado. Para obtener más información sobre la financiación de un sistema FV puede consultar las PV Financing Guidelines (disponibles en la página web del proyecto) para ver una guía paso a paso.

2.3. CÁLCULOS DE RENTABILIDAD

Para optimizar la rentabilidad en el desarrollo de un proyecto FV el propietario debe tener en cuenta determinadas variables. Para reflejar el contexto español para el desarrollo de proyectos FV, las siguientes variables específicas del país se analizan a continuación:

- Capacidad instalada
- Niveles de irradiación
- Costes de instalación FV

Capacidad instalada

La capacidad de la instalación FV para ser instalada juega un papel determinante en el cálculo de la rentabilidad de un proyecto FV, ya que se debe ajustar a la demanda del consumidor. Una capacidad instalada superior a la necesaria daría lugar a costes adicionales, y teniendo en cuenta el modelo actual de remuneración de exceso de electricidad, la rentabilidad disminuiría.

Aunque los principales factores en la estimación de la capacidad a instalar deben ser la demanda final a cubrir por el sistema FV y los niveles de irradiación de la región concreta considerada, la viabilidad de la instalación de baterías de almacenamiento también debe ser analizada, ya que reduce tanto la dependencia de electricidad de la red como la generación de electricidad necesaria para satisfacer la demanda máxima. Todo ello disminuye la capacidad a instalar. Sin embargo, hay

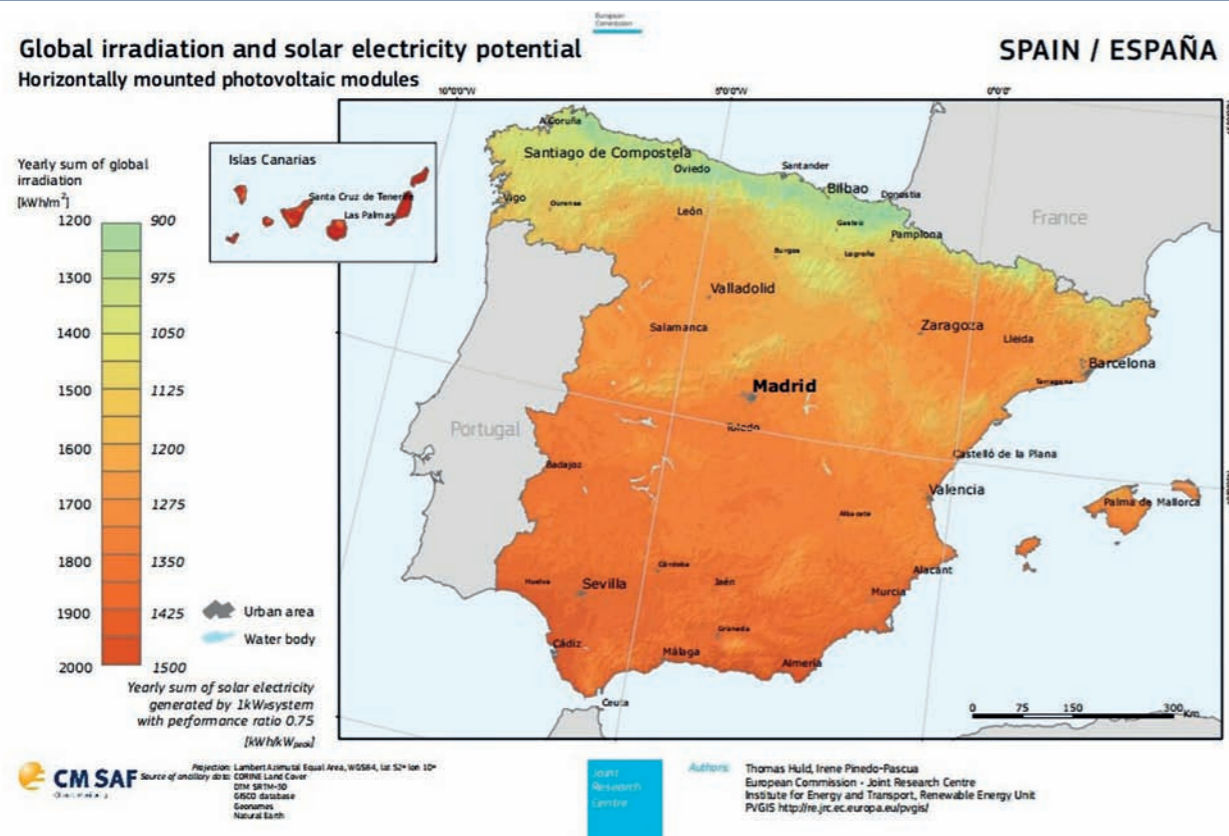
que tener en cuenta los cargos adicionales aplicables en el caso de uso de la batería y que el coste del equipo, medido en Eur / kWh, disminuye a medida que la capacidad de la instalación aumenta por las economías de escala.

Niveles de irradiación

Los niveles de irradiación media de España se mueven entre los 1.250 kWh / m² / año en el norte, cerca de la frontera con Francia, y los 2.400 kWh / m² / año por las Islas Canarias. España es, por tanto, uno de los países europeos con mayores niveles de irradiación, aunque dichos niveles dependen en gran medida de la región considerada. En el análisis mostrado a continuación la región de referencia es Madrid, donde los niveles de irradiación alcanzan los 2.070 kWh / m² / año (ver Figura 1).

La irradiación solar juega un papel clave en la generación anual de un sistema FV. Como se ha indicado antes, es una variable importante en el estudio de la rentabilidad del proyecto FV, ya que tiene influencia en los cálculos de la generación. Sin embargo, no afecta a los costes de inversión directamente. En caso de que se utilice la financiación externa, se produce un impacto indirecto sobre la rentabilidad, ya que determina la capacidad del proyecto para pagar la deuda.

Figura 1. Irradiación global⁴ en superficie inclinada de manera óptima por área geográfica en España



Fuente: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).

Tabla 2. Costes de instalación de operación de una instalación FV en España (incluyendo impuestos)

	Tejado			Suelo	
	4 kWp	30 kWp	100 kWp	500 kWp	5 MWp
CAPEX: Precios sistema llave-en-mano (EUR/kWp)	2.180	1.700	1.450	1.700	1.630
OPEX: Costes O&M (EUR/kWp/año)	18,05	4,07	5,00	25,00	25,00

Fuente: PV Financing, Grid Parity Monitor, PV Plant Case Study.

⁴ La irradiación global es la cantidad total (incluyendo tanto Irradiación Normal Directa (DNI) como Irradiación Horizontal Difusa (DIF)) de irradiación de onda corta recibida desde arriba por una superficie horizontal.

Costes de instalación FV

Al planear una inversión para una instalación FV el propietario debe tener en cuenta todos los costes asociados al sistema FV. Algunos de estos costes varían entre países. Los costes específicos del país pueden dividirse en:

- Los costes de inversión (CAPEX), que incluyen la instalación e interconexión de la instalación FV, así como los costes de los equipos, entre otros.
- Los costes de Operaciones y Mantenimiento (OPEX), tales como la limpieza de los módulos FV, los seguros, o el mantenimiento preventivo y correctivo.

Cabe mencionar, sin embargo, que la alta intensidad de capital asociada a las instalaciones FV provoca que los costes de financiación sean uno de los principales costes del sistema.

La Tabla 2 proporciona datos medios de España según el tamaño del sistema y el tipo de instalación. Los costes de operación indicados no incluyen cargos y tasas a pagar en el caso del autoconsumo.

Además, debe considerarse que la vida útil también tiene un impacto sobre la rentabilidad del sistema. Por PV Financing se ha fijado una vida útil de 20 años, lo que se puede considerar una hipótesis conservadora.

En cuanto a la rentabilidad buscada por el consumidor/ inversor se ha supuesto que este está centrado en los ahorros y por ello pide solamente rentabilidades mínimas.

Por último, en todos los cálculos de rentabilidad del autoconsumo tipo 1 (residencial, comercial, centros comerciales y educación pública) se ha considerado un 100% de autoconsumo. En

el caso del consumidor industrial (autoconsumo 2) se considera un 80% de autoconsumo y un 20% de energía inyectada.

Resultados para aplicaciones de viviendas unifamiliares residenciales

Para una vivienda unifamiliar se ha elegido un sistema FV de 4 kWp sin esquema de financiación para el análisis de rentabilidad, dado que lo más común en España es que el consumidor residencial cubra la inversión total de la instalación FV.

Las características principales del proyecto y resultados se explican en la Tabla 3.

Atendiendo a los resultados uno puede ver que la instalación de un sistema FV es rentable para los consumidores residenciales en España ya que el Levelized Cost of Electricity (LCOE), que refleja el coste constante y teórico de generar un kWh con un sistema FV, es más bajo que el precio de la electricidad que tiene que pagar al proveedor eléctrico. Sin embargo, debido a los continuos cambios en la regulación, que generan incertidumbre en el sector, los consumidores no están dispuestos a invertir en esta tecnología.

Aunque se acaba de publicar la nueva regulación, existe una desconfianza en los consumidores residenciales derivada de los cambios que han ocurrido en los últimos años. Además, está previsto que esta nueva regulación se cambie en un periodo máximo de dos años, lo que no aporta estabilidad al sector.

El Gráfico 4 muestra que el periodo de retorno es cercano a los 9 años (8,57), es decir, el propietario de la vivienda unifamiliar recuperaría la inversión inicial transcurrido ese tiempo. Tras ello, empezaría a obtener beneficio por la electricidad auto-consumida (ahorros).

Como no se ha considerado ningún mecanismo de financiación todos los “ingresos” de los ahorros son para el consumidor. después de la inversión inicial en el año cero, el consumidor obtiene ingresos derivados de los ahorros y los únicos costes que tiene que afrontar son los costes O&M.

El Gráfico 5 muestra que los ahorros aumentan gradualmente a lo largo de la vida del sistema. Esto se debe al hecho de que los precios de la electricidad crecen por encima de los niveles de degradación del sistema.

En este ejercicio teórico no se ha tenido en cuenta la curva de demanda del autoconsumidor. Por lo cual se considera que la energía generada se autoconsume al 100%.

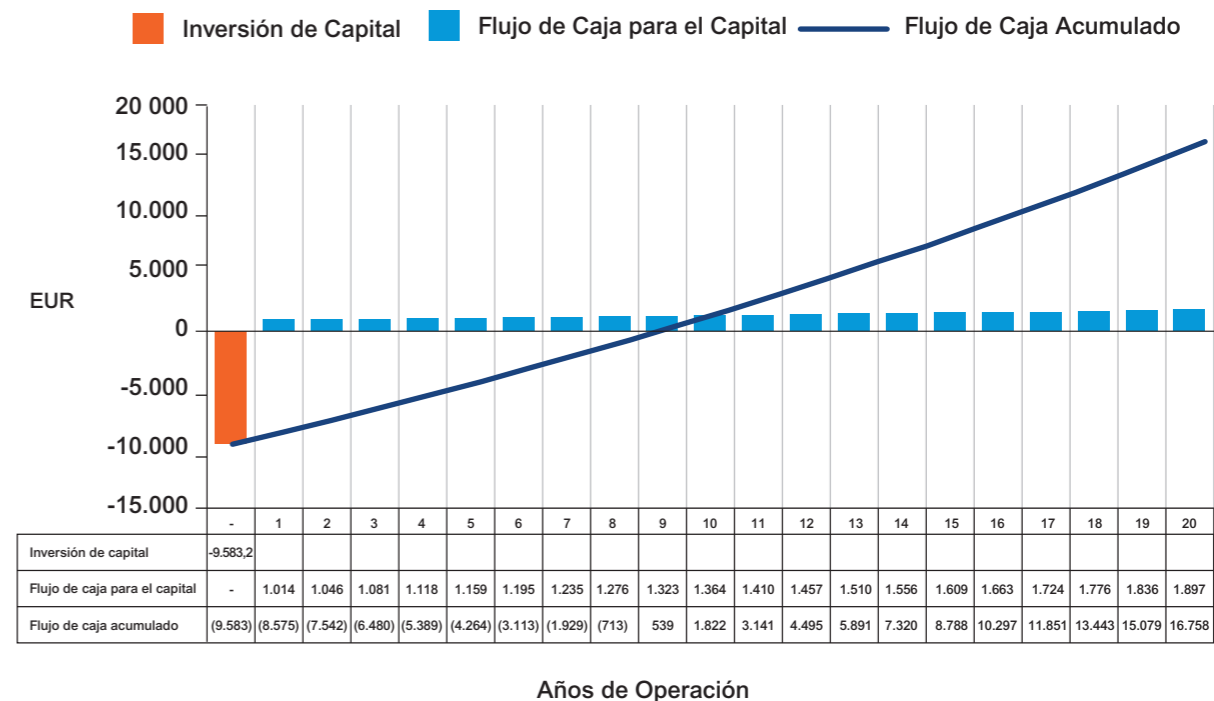
Las curvas de demanda en el sector residencial generalmente no encajan con tanta exactitud con la generación FV, por lo cual el caso sería más representativo de un sistema de net-metering que actualmente no existe en España.

Tabla 3. Descripción del Proyecto del Modelo de Negocio Residencial

PROYECTO FV			MODELO DE NEGOCIO FV		
Tamaño Sistema FV	kWp	4	Categoría	Unidad	Precio
Coste Específico del Sistema	Eur/kWp	2.396	Autoconsumo	EUR/kWh	0,1504
Coste Total del Sistema	EUR	9.583	RESULTADOS		
Costes de Operación Fijos	EUR p.a.	81			
GENERACIÓN FV			Valor Actual Neto	EUR	16.749
Rendimiento Específico	kWh/qm/a	2.070	Project IRR	%	11,68%
Factor de Rendimiento	%	85%	Equity IRR	%	12%
Rendimiento Específico del Sistema	kWh/kWp/a	1.760	Periodo de Retorno	Años	8,57
Degradación	% p.a.	1%	LCOE* (sin subsidio)	EUR/kWh	0,09
INVERSIÓN			* LCOE: Levelized Cost of Electricity		
Duración del Proyecto	Años	20			
Capital	EUR	9.583			
Tasa de Descuento	%	0,6%			

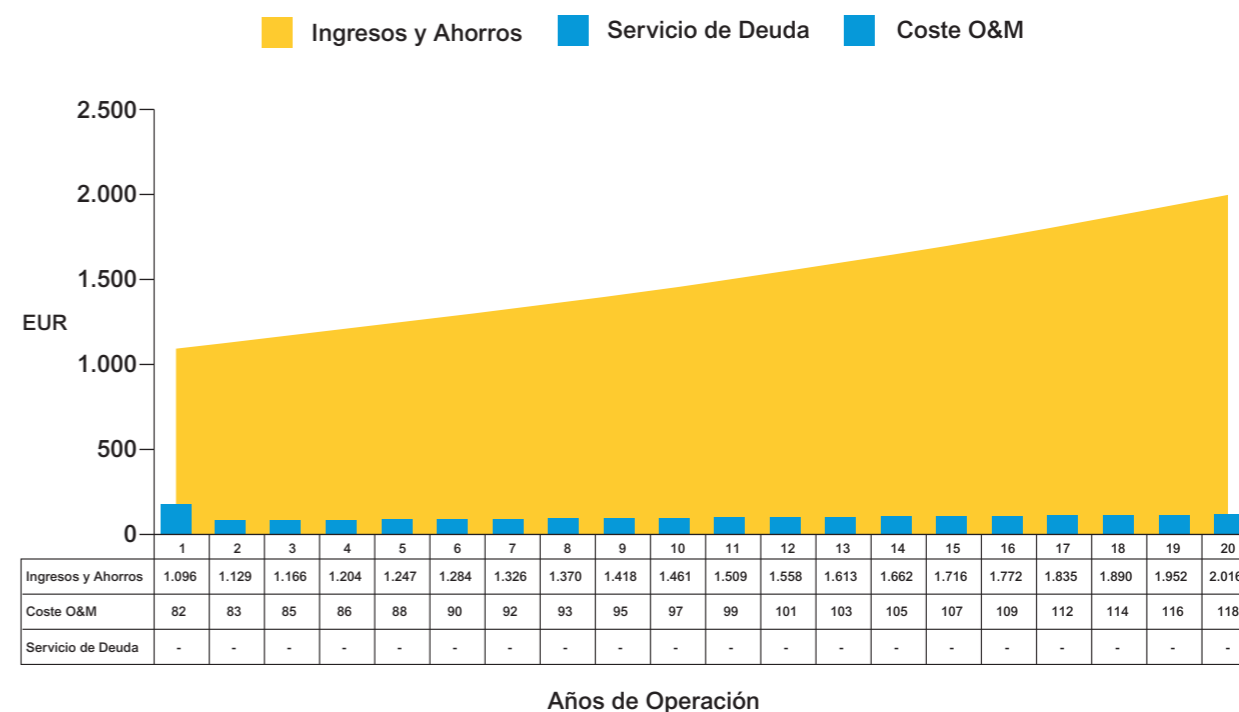
Fuente: PV Financing.

Gráfico 4: Inversión y flujos de Caja para el Capital del Modelo de Negocio Residencial



Fuente: PV Financing.

Gráfico 5: Ingresos, Servicio de Deuda y Costes de Operación para el Modelo de Negocio Residencial



Fuente: PV Financing.

Resultados para aplicaciones del segmento comercial

Para un inversor / consumidor comercial, por ejemplo en edificios de oficinas, se ha elegido un sistema FV de 30 kWp sin esquema de financiación. Una vez más se ha considerado que la situación más frecuente en España es aquella en la que el consumidor cubre la inversión total de la instalación FV.

Las características principales y los resultados del proyecto se muestran en la Tabla 4 (sin considerar el riesgo regulatorio).

Aunque los resultados muestran que instalar un sistema FV es rentable para consumidores comerciales en España (el LCOE es menor que el precio de la electricidad), dichos consumidores no están dispuestos a invertir en esta tecnología debido a la incertidumbre creada en los últimos años, impulsada por los diferentes cambios en la regulación.

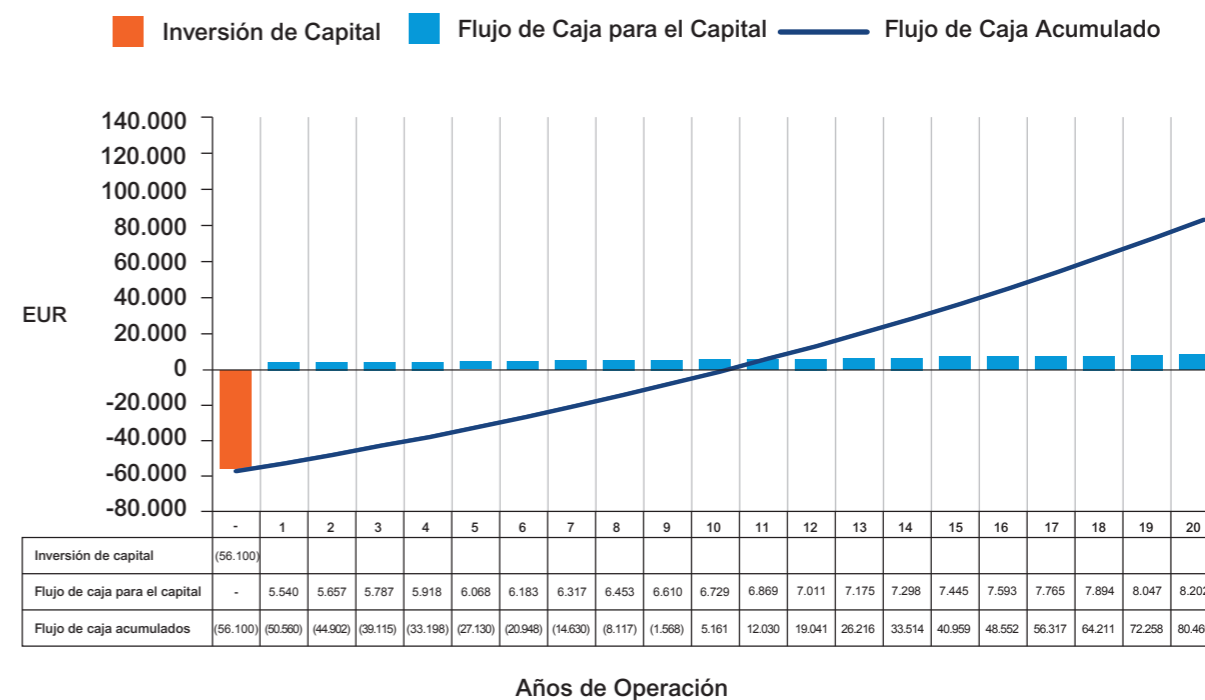
Como se aprecia en el Gráfico 6, el periodo de recuperación para este proyecto se acerca a los 9 años (9,23), es decir, el propietario del edificio de oficinas recuperaría la inversión inicial tras

Tabla 4. Resumen Proyecto del Modelo de Negocio Comercial

PROYECTO FV			MODELO DE NEGOCIO FV		
Tamaño Sistema FV	kWp	30	Categoría	Unidad	Precio
Coste Específico del Sistema	Eur/kWp	1.870	Autoconsumo	EUR/kWh	0,1306
Coste Total del Sistema	EUR	56.100	Tasas	EUR/kWh	0,0179
Costes de Operación Fijos	EUR p.a.	561			
GENERACIÓN FV			RESULTADOS		
Rendimiento Específico	kWh/qm/a	2.070	Valor Actual Neto	EUR	80.328
Factor de Rendimiento	%	85%	Project IRR	%	11,5%
Rendimiento Específico del Sistema	kWh/kWp/a	1.760	Equity IRR	%	11,5%
Degradación	% p.a.	1%	Periodo de Retorno	Años	9,23
			LCOE* (sin subsidio)	EUR/kWh	0,08
INVERSIÓN			* LCOE: Levelized Cost of Electricity		
Duración del Proyecto	Años	20			
Capital	EUR	56.100			
Tasa de Descuento	%	1,7%			

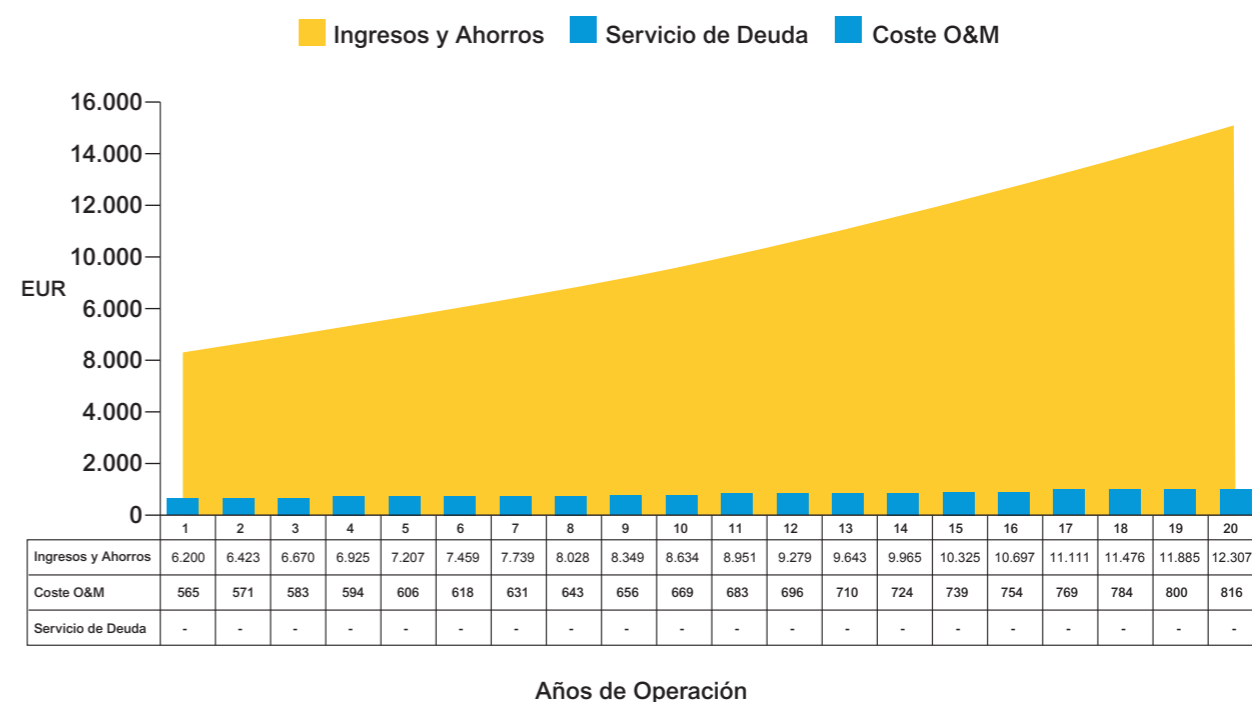
Fuente: PV Financing.

Gráfico 6. Inversión y flujos de capital para el Capital del Modelo de Negocio Comercial



Fuente: PV Financing.

Gráfico 7. Ingresos, Servicio de Deuda y Costes de Operación para el Modelo de Negocio Comercial



Fuente: PV Financing.

este periodo de tiempo. A partir de dicho momento obtendría un beneficio por los ahorros derivados del autoconsumo de electricidad.

Se ha considerado una tasa de descuento que no refleja el riesgo regulatorio y por ello considera la inversión segura.

Dado que no se ha considerado ningún mecanismo de financiación, el consumidor comercial obtiene todos los “ingresos” de los ahorros. Después de la inversión inicial en el año cero, a obtener ingresos y los únicos costes a los que tiene que afrontar son los costes de operación y mantenimiento.

El Gráfico 7 muestra que los ingresos y ahorros aumentan gradualmente a lo largo de la vida del sistema como consecuencia del aumento en los precios de la electricidad por encima de los niveles de degradación del sistema.

Resultados para aplicaciones en centros comerciales

Para el caso de los centros comerciales se ha elegido un sistema FV de 100 kWp sin mecanismo de financiación, dado que la situación más común en España corresponde a que el consumidor cubra la inversión inicial de la instalación FV.

Tabla 5. Resumen del Modelo de Negocio de Centro Comercial

PROYECTO FV			MODELO DE NEGOCIO FV		
Tamaño Sistema FV	kWp	100	Categoría	Unidad	Precio
Coste Específico del Sistema	Eur/kWp	1.595	Autoconsumo	EUR/kWh	0,1054
Coste Total del Sistema	EUR	159.500	Tasas	EUR/kWh	0,0157
Costes de Operación Fijos	EUR p.a.	1.755			
GENERACIÓN FV			RESULTADOS		
Rendimiento Específico	kWh/qm/a	2.070	Valor Actual Neto	EUR	199.131
Factor de Rendimiento	%	85%	Project IRR	%	10,4%
Rendimiento Específico del Sistema	kWh/kWp/a	1.760	Equity IRR	%	10,4%
Degradación	% p.a.	1%	Periodo de Retorno	Años	9,95
			LCOE* (sin subsidio)	EUR/kWh	0,07
			* LCOE: Levelized Cost of Electricity		
INVERSIÓN					
Duración del Proyecto	Años	20			
Capital	EUR	159.500			
Tasa de Descuento	%	1,7%			

Fuente: PV Financing.

Lo más probable podría ser que la instalación estuviera incluida en la financiación total del desarrollo del centro comercial. Esta opción no está reflejada en los cálculos presentados, ya que las condiciones de financiación dependen de cada caso.

Las características principales y las conclusiones del proyecto quedan resumidas en la Tabla 5 (como en los casos anteriores la tasa de descuento no refleja la búsqueda de rentabilidades específicas).

De los resultados debería ser señalado que instalar un sistema FV es rentable para los centros comerciales en España, ya que el LCOE es más bajo que el precio de la electricidad que habría que pagar al proveedor de electricidad. Sin embargo, debido a los continuos cambios regulatorios los consumidores no están dispuestos a invertir más de lo legalmente requerido en esta tecnología (como ha sido

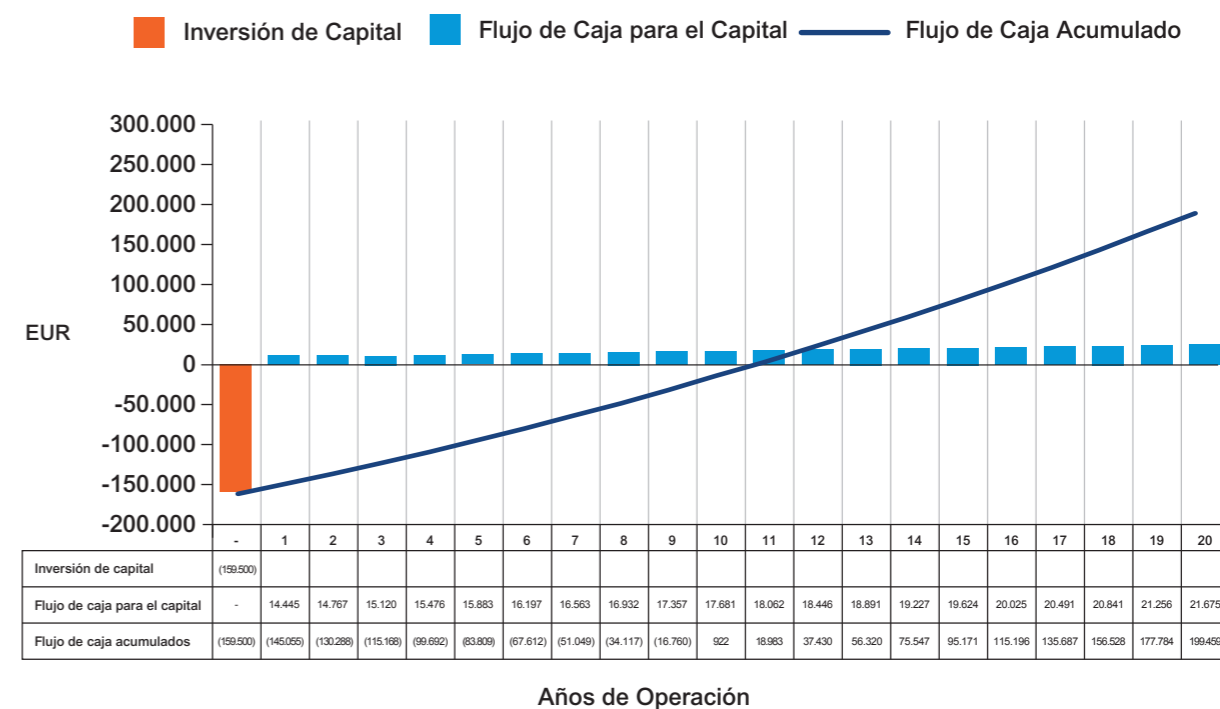
mencionado antes, el Código Técnico de la Edificación requiere a los centros comerciales tener una contribución mínima de la energía FV en su consumición eléctrica).

El Gráfico 8 muestra un periodo de retorno de 9,95 años, es decir, el propietario del centro comercial recupera su inversión inicial en unos 10 años. Tras ello obtiene un beneficio de la electricidad de autoconsumo (ahorros).

Al no considerarse ningún esquema de financiación, el consumidor obtiene “ingresos” de los ahorros. Después de la inversión inicial en el año cero, el consumidor empieza a obtener ingresos y los únicos costes que tendría que soportar serían la operación y mantenimiento.

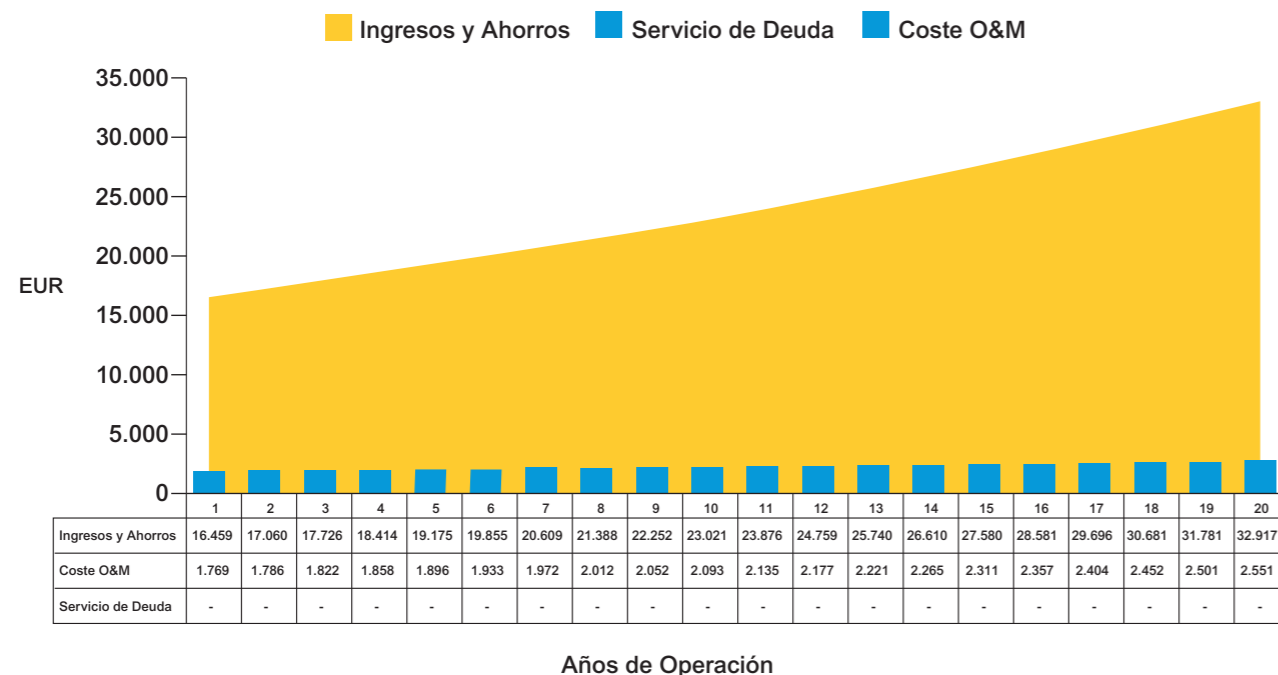
Los precios de la electricidad suben más rápido que los niveles de degradación del sistema, lo que explica el aumento gradual de los ingresos

Gráfico 8. Inversión y flujos de capital para el Capital del Modelo de Negocio de Centros Comerciales



Fuente: PV Financing.

Gráfico 9. Ingresos, Servicio de Deuda y Costes de Operación para el Modelo de Negocio de Centros Comerciales



Fuente: PV Financing.

a lo largo de la vida del sistema mostrado en el Gráfico 9.

Resultados para aplicaciones en edificios de educación pública

Para un inversor / propietario de un edificio educativo se ha elegido un sistema FV de 30 kWp sin mecanismo de financiación. Como en los otros segmentos, se considera que la situación más común en España corresponde a que el consumidor cubra la inversión inicial de la instalación FV.

Las características principales y los resultados del proyecto se muestran en la Tabla 6 (excluyendo el riesgo regulatorio en el análisis de rentabilidad como en todos los casos).

Como se deduce del Gráfico 10, los resultados señalan que la instalación de un sistema FV es rentable para un edificio de educación pública

en España. sin embargo, se han reducido los fondos para los edificios de educación pública, lo que fuerza a los encargados a priorizar las inversiones y, dada la incertidumbre creada por los continuos cambios en la regulación, no es común encontrar inversiones en la tecnología FV.

Debe señalarse que no se ha considerado ningún mecanismo de financiación para el edificio de educación pública, por lo que el propietario recibe todos los "ingresos" derivados de los ahorros. Después de la inversión inicial en el año cero, el consumidor empieza a obtener ingresos y los únicos costes a los que se tiene que enfrentar son los costes O&M.

El Gráfico 11 muestra el incremento gradual en ingresos y ahorros a lo largo de la vida del sistema como resultado del aumento en los precios de la electricidad por encima de los niveles de degradación del sistema.

Tabla 6. Resumen del Modelo de Negocio de Edificios para la Educación Pública

PROYECTO FV			MODELO DE NEGOCIO FV		
Tamaño Sistema FV	kWp	30	Categoría	Unidad	Precio
Coste Especifico del Sistema	Eur/kWp	1.870	Autoconsumo	EUR/kWh	0,1306
Coste Total del Sistema	EUR	56.100	Tasas	EUR/kWh	0,0179
Costes de Operación Fijos	EUR p.a.	561	RESULTADOS		
GENERACIÓN FV			Valor Actual Neto	EUR	98.651
Rendimiento Especifico	kWh/qm/a	2.070	Project IRR	%	12,7%
Factor de Rendimiento	%	85%	Equity IRR	%	12,7%
Rendimiento Especifico del Sistema	kWh/kWp/a	1.760	Periodo de Retorno	Años	8,75
Degradación	% p.a.	1%	LCOE* (sin subsidio)	EUR/kWh	0,08
INVERSIÓN			* LCOE: Levelized Cost of Electricity		
Duración del Proyecto	Años	20			
Capital	EUR	56.100			
Tasa de Descuento	%	1,7%			

Fuente: PV Financing.

Resultados para aplicaciones del sector industrial

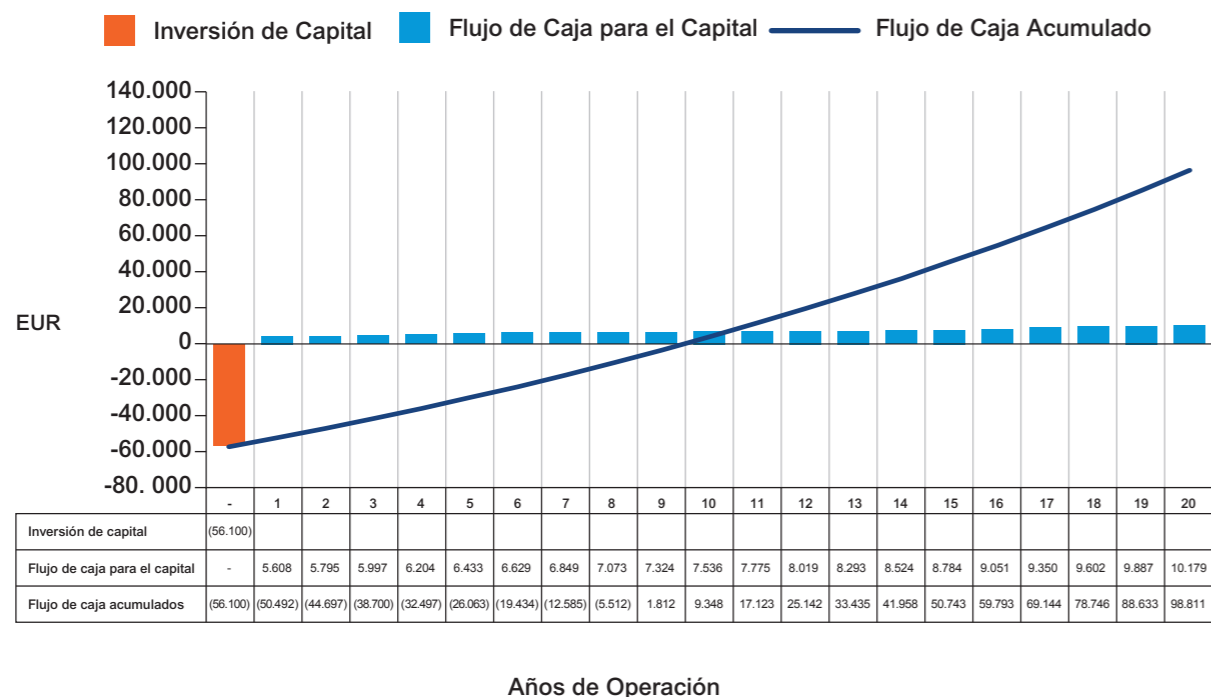
Para un consumidor industrial se ha seleccionado un sistema FV de 500 kWp sin mecanismo de financiación.

Las características principales y resultados del proyecto se explican en la Tabla 7. Los impuestos pagados por la generación e inyección del exceso de electricidad (7%) han sido considerados en el análisis. Debería ser mencionado, sin embargo,

que el coste de contratar a un representante de mercado no se ha tenido en cuenta. Tampoco se está considerando el riesgo regulatorio (para el ejercicio se asume que el inversor pide una rentabilidad mínima como la de los bonos de Estado).

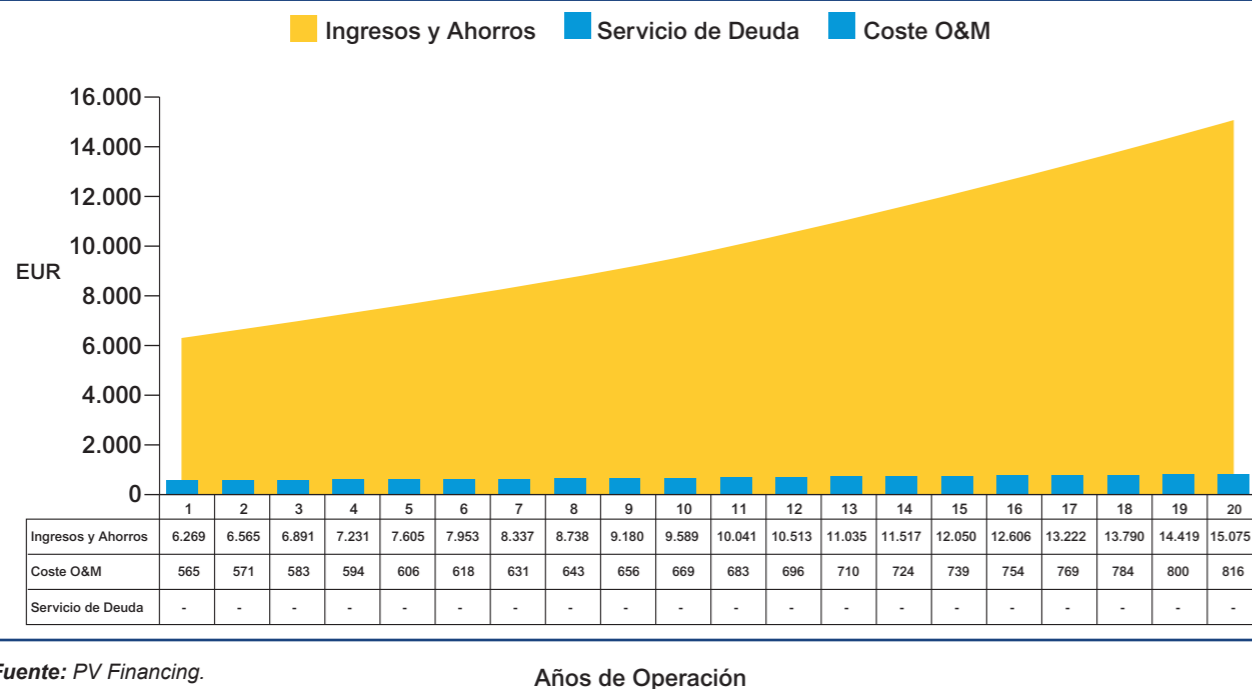
Aparte de las rentabilidades bajas, causadas también por las tasas a pagar por el autoconsumidor, debido a los constantes cambios en la regulación, que crean incertidumbre, los consumidores industriales no están dispuestos a invertir en esta tecnología.

Gráfico 10. Inversión y flujos de capital para el Capital del Modelo de Negocio de Educación Pública



Fuente: PV Financing.

Gráfico 11. Ingresos, Servicio de Deuda y Costes de Operación para el Modelo de Negocio de Educación Pública



Fuente: PV Financing.

Tabla 7. Resumen del Modelo de Negocio Industrial

PROYECTO FV			MODELO DE NEGOCIO FV		
Tamaño Sistema FV	kWp	500	Categoría	Unidad	Precio
Coste Específico del Sistema	Eur/kWp	1.700	Autoconsumo	EUR/kWh	0,0957
Coste Total del Sistema	EUR	850.000	Tasas	EUR/kWh	0,0124
Costes de Operación Fijos	EUR p.a.	18.746	Electricidad inyectada	EUR/kWh	0,0500
Costes de Operación Variables	EUR/kWh	0,0005	RESULTADOS		
GENERACIÓN FV			Valor Actual Neto	EUR	273.602
Rendimiento Específico	kWh/qm/a	2.070	Project IRR	%	4,4%
Factor de Rendimiento	%	85%	Equity IRR	%	4,4%
Rendimiento Específico del Sistema	kWh/kWp/a	1.760	Periodo de Retorno	Años	15,64
Degradación	% p.a.	1%	LCOE* (sin subsidio)	EUR/kWh	0,09
INVERSIÓN			* LCOE: Levelized Cost of Electricity		
Duración del Proyecto	Años	20			
Capital	EUR	850.000			
Tasa de Descuento	%	1,7%			

Fuente: PV Financing.

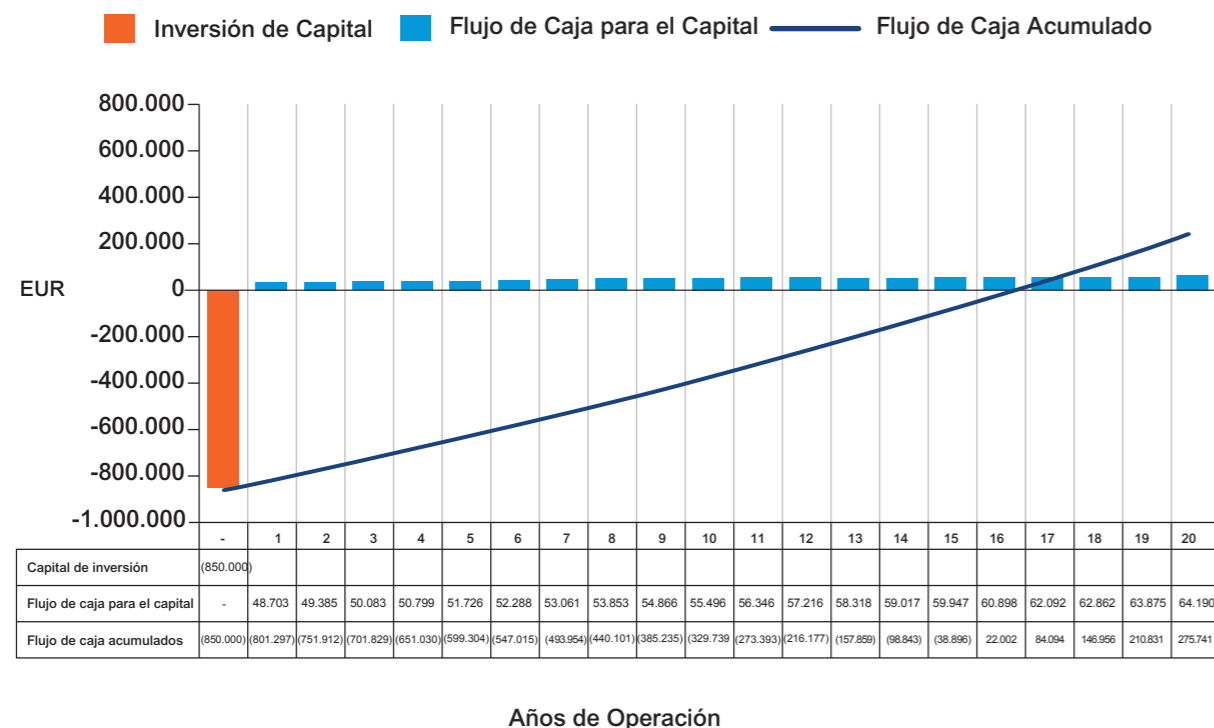
En el Gráfico 12 se puede observar que el periodo de recuperación está por encima de los 15 años (15,64 años), es decir, el propietario del edificio recupera la inversión inicial en algo menos de 16 años. A partir de dicho momento obtiene un beneficio por el autoconsumo de electricidad (ahorros) y por la venta al mercado.

Como el consumidor industrial no ha requerido de ningún mecanismo de financiación, él obtiene todos los “ingresos” derivados de los ahorros, así como el beneficio de la venta de electricidad.

Después de la inversión inicial en el año cero, el consumidor empieza a obtener ingresos y los únicos costes que tiene que cubrir son los costes de operación y mantenimiento.

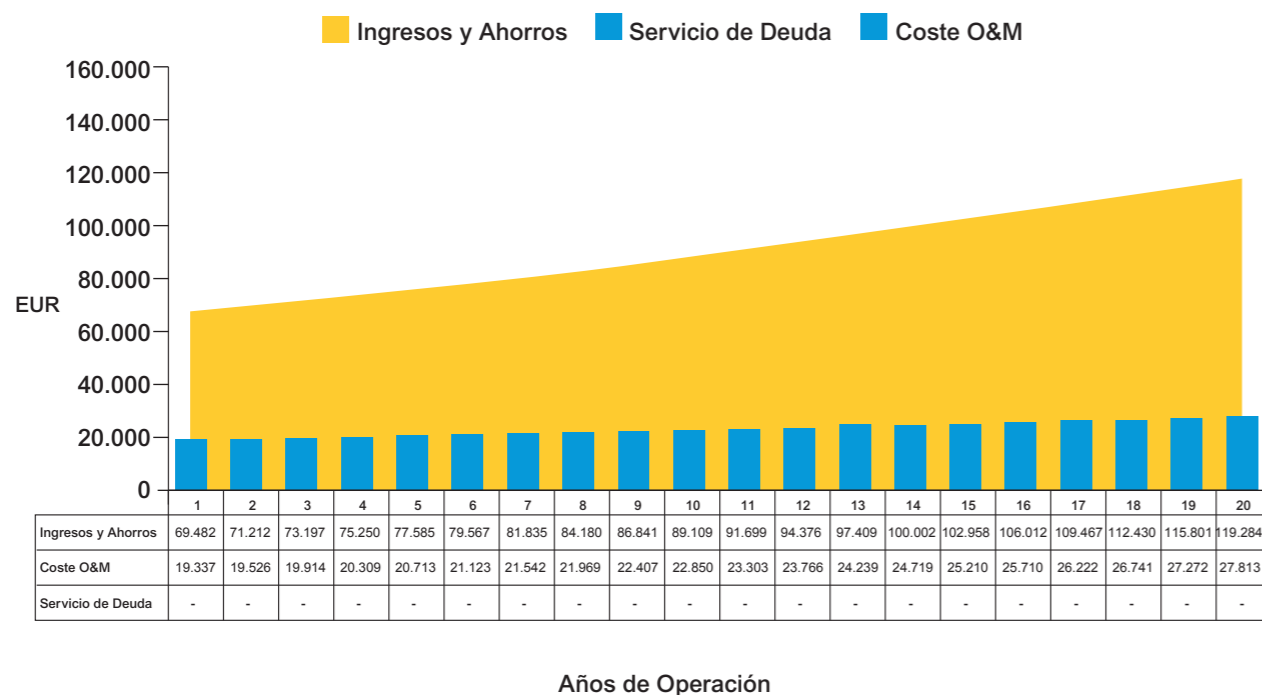
El Gráfico 13 muestra el incremento gradual en ingresos y ahorros a lo largo de la vida del sistema debido al aumento de los precios de la electricidad por encima de los niveles de degradación del sistema.

Gráfico 12. Inversión y flujos de capital para el Capital del Modelo de Negocio Industrial



Fuente: PV Financing.

Gráfico 13. Ingresos, Servicio de Deuda y Costes de Operación para el Modelo de Negocio Industrial



Fuente: PV Financing.

2.4. ESQUEMAS DE FINANCIACIÓN APLICABLES⁵

Como se ha mencionado con anterioridad, aunque existen diferentes mecanismos de financiación para el mercado FV español no todos ellos (o casi ninguno) está siendo utilizado actualmente. En muchos segmentos la autofinanciación es el “esquema” más utilizado para instalaciones de autoconsumo. Los potenciales / existentes mecanismos de financiación aplicables quedan listados a continuación, divididos por tipo de financiación:

- **Mecanismos de financiación de capital:**
 - Crowdfunding
 - Leasing
- **Mecanismos de financiación de deuda:**
 - Préstamos

Los préstamos serían la opción de financiación más común en caso de tener que elegir inevitablemente un plan de financiación (en lugar de la autofinanciación), y el crowdfunding sería el plan de financiación más innovador para España. Debería subrayarse otra vez que ninguno de ellos es hoy en día común en España, ya que las pocas personas que instalan FV hoy en día lo hacen a través de la autofinanciación. Sin embargo, el efecto del apalancamiento en los cálculos de la rentabilidad de los segmentos comercial e industrial puede ser analizado en el Anexo.

Préstamos

Los préstamos son mecanismos de financiación de deuda que permiten a los clientes (usuarios) recibir una determinada cantidad de dinero de una institución de crédito (financiera) a cambio del compromiso de los usuarios de pagar dicha cantidad, junto con los intereses correspondientes.

Las características de los préstamos bancarios varían dependiendo de varios factores como: tipo de usuario que solicita la financiación, la cantidad financiada, el tipo de proyecto, la situación financiera del usuario / compañía, etc. En el caso de grandes proyectos / cantidades, los términos de los préstamos son negociados entre las partes involucradas (banco y desarrollador de proyecto) de forma individual.

Como no hay casi sistemas FV instalados en este momento y por lo tanto es difícil obtener ejemplos de las condiciones de financiación, a continuación, se representan los datos públicos de un préstamo general (no asociados a un producto o proyecto específico). Estos datos son válidos para consumidores residenciales.

- **Duración del préstamo:** 5 años.
- **Volumen de inversión:** la cantidad mínima requerida son 6.000 EUR, mientras que la cantidad máxima asciende a 40.000 EUR (esto permitiría cubrir todos los costes de inversión para una planta FV en el sector residencial).

⁵ Para una descripción más detallada de los esquemas de financiación disponibles en España por favor diríjase a: <http://www.pv-financing.eu/project-results/>

- Interés: 5,95% tasa de interés nominal (6,11% TAE⁶).
- Gastos bancarios (comisiones que normalmente representan un coste para el cliente⁷, el ejemplo mostrado es específico para uno de los bancos entrevistados):
 - 0% comisión de apertura
 - 0% comisión por amortización parcial
 - 0% comisión de cancelación anticipada
- En este caso no hay amortización mensual (aunque otros bancos podrían incluirla), es decir, en cada mes sólo se paga el interés por el principal. La cantidad prestada se devuelve al final de la duración del préstamo.

Los términos de financiación de préstamos bancarios son negociados entre las partes involucradas (desarrollador de banco y proyecto) caso por caso para grandes cantidades de inversión, es decir, proyectos FV industriales, mientras que para los proyectos de energía FV más pequeños existen préstamos estándar que requieren un papeleo menor (como el que se ha descrito anteriormente). Para los préstamos estándar los bancos no analizan específicamente el proyecto que está siendo financiado sino más bien se centran en el promotor del proyecto.

Se debe realizar una evaluación adecuada de las características específicas del préstamo para entender el caso del negocio de un consumidor específico.

Crowdfunding

Como se ha mencionado anteriormente, el crowdfunding sería el plan de financiación más innovador de energía FV en España. En la actualidad existen múltiples “plataformas de crowdfunding”, en las que cualquier persona puede crear un proyecto para el que necesita financiación y cualquier usuario es capaz de ofrecer fondos. Las personas o empresas que necesitan financiación presentan los detalles de su proyecto en la plataforma de crowdfunding, y los inversores interesados proporcionan fondos para el desarrollo del mismo.

Los proyectos de crowdfunding encontrados en diferentes sitios web españoles en la actualidad no están relacionados con sistemas FV u otros proyectos de energía renovable. Sin embargo, la financiación de este tipo de proyecto parece factible a través de este mecanismo. Por ejemplo, una web se centra exclusivamente en proyectos sostenibles.

La financiación mediante el crowdfunding tiene algunos riesgos asociados para los socios involucrados. Para el promotor del proyecto, el riesgo principal es no obtener los fondos necesarios en el plazo fijado en la plataforma. Para los inversores, el principal riesgo es la pérdida / reducción de los fondos proporcionados.

No hay obligaciones estándar, aunque algunos usuarios de crowdfunding auto-imponen obligaciones como, por ejemplo, optar por mantener a los inversores informados respecto al desarrollo del proyecto de forma regular con el fin de aumentar la transparencia y credibilidad.

⁶ TAE = Tasa Anual Equivalente, que describe la tasa de interés para todo un año

⁷ Otros bancos tienen gastos como la comisión de apertura del préstamo, de casi un 4% o la comisión de cancelación anticipada que asciende a alrededor de un 1% en los bancos consultados.

2.5. EJEMPLOS DE BUENAS PRÁCTICAS⁸

Dado que no se están desarrollados muchos proyectos en la actualidad en España se han podido identificar muy pocos ejemplos de buenas prácticas. En todos los casos la inversión fue realizada por el propietario de la instalación, es decir, no se utilizaron mecanismos de financiación. Todos los ejemplos identificados fueron instalados con la regulación previa para el autoconsumo. Las descripciones de buenas prácticas están basadas en información obtenida en entrevistas llevadas a cabo en agosto de 2015.

Edificios de oficinas

Novomusica es el primer establecimiento comercial en Zaragoza que tiene integrado un sistema FV en su fachada para autoconsumo, formado por seis paneles FV de capa fina que generan 591,71 kWh / año (ver Tabla 8). El sistema FV tiene equipamiento de control inteligente integrado para prevenir la inyección de electricidad en la red.

Este establecimiento sirve como ejemplo para otros edificios comerciales que tienen facturas de electricidad elevadas ya que proporciona beneficios a largo plazo.

Centros comerciales

En España, como ya se ha mencionado con anterioridad, los centros comerciales están obligados a instalar un sistema FV en su tejado. La mayoría de gestores instalan un sistema FV únicamente con la capacidad necesaria para cumplir con la regulación. Los ejemplos seleccionados (ver Tabla 9) muestran dos maneras diferentes en las que un proyecto FV

para el segmento de los centros comerciales puede ser considerado una buena práctica:

- Para el centro comercial Zielo se decidió instalar un sistema con más capacidad de la requerida por ley. El motivo fue añadir valor a la propuesta que fue presentada durante la licitación del desarrollo del centro comercial. De acuerdo con la persona entrevistada el aumento en la capacidad fue un criterio decisivo para ganar el proyecto, dada la imagen “verde” que proporcionó al centro.
- El sistema FV de 288 kWp instalado en el centro comercial Gran Plaza 2 sirve como ejemplo para la construcción de un nuevo centro comercial con mayor rentabilidad.

Tabla 8. Características del sistema FV de Novomúsica

	NOVOMUSICA
Tipo de edificio	Propiedad comercial, tienda de música
Tecnología	Película fina fotovoltaica
Tipo de instalación	Autoconsumo
Capacidad instalada	576 Wp
Electricidad FV generada	591,71 kWh/año
Superficie del sistema	9,37 m ²

Fuente: PV Financing.

⁸ Para más información sobre buenas prácticas puede entrar en http://www.pv-financing.eu/project-results/#Good_Practice

Tabla 9. Información sobre proyectos FV en centros comerciales

	ZIELO	GRAN PLAZA 2
Localización	Madrid	Madrid
Año de construcción del centro comercial	2009	2012
Año de instalación del sistema FV	2010	2012
Capacidad instalada	175 kWp	288 kWp
Área construida	55.716 m ²	200.000 m ²
Localización	Madrid	Madrid

Fuente: PV Financing.



3. MODELO DE NEGOCIO 2 COOPERATIVA

Las cooperativas son entidades que se crean con el objetivo de promover un modelo energético 100% renovable. La actividad principal de las cooperativas es producir y vender energía generada por fuentes renovables. A la vez que la demanda de electricidad verde comienza a crecer, las cooperativas están sentando las bases para un modelo de negocio más verde y aumentando su actividad en los últimos años. Así, desde la fundación de la primera cooperativa en España en 2010, el sector ha experimentado un considerable desarrollo, y en la actualidad más de 20 cooperativas están autorizadas para comercializar electricidad en España.

Las cooperativas se basan en la participación de sus miembros, que van desde las personas jurídicas, sociedades o asociaciones a las fundaciones, comunidades de vecinos, municipios, etc. Las cooperativas producen energía a partir de fuentes renovables y la venden a sus miembros, que ganan independencia de los proveedores de electricidad tradicional y apoyan un modelo de negocio más verde.

Para participar en la cooperativa cualquier parte interesada paga una cuota por adelantado, normalmente alrededor de 100 euros, y se convierte en un miembro. Pueden comprar electricidad verde de la cooperativa, aunque no tienen obligación de hacerlo. Normalmente los usuarios pueden abandonar la cooperativa en cualquier momento y recibir la cuota por adelantado de vuelta.

El procedimiento de adhesión a la cooperativa, así como la venta de electricidad, normalmente no varía en función del tipo de consumidor considerado. Aunque la mayoría de las cooperativas estudiadas únicamente contemplan la venta de electricidad a sus miembros, en otros casos se les permite firmar contratos en nombre de otros consumidores.

Las cooperativas suelen financiar pequeños proyectos de energía renovable a través de contribuciones voluntarias de sus miembros (además de la cuota de participación), por las que reciben una tasa de interés fija. En la era Feed-in Tariff en España esta tasa de interés se encontraba en el rango de 3% a 5%. Sin embargo, en las condicio-

nes actuales algunos de los proyectos analizados se están moviendo hacia nuevos esquemas como el reembolso total de la contribución del miembro después de un número determinado de años a una tasa de interés del 0%.

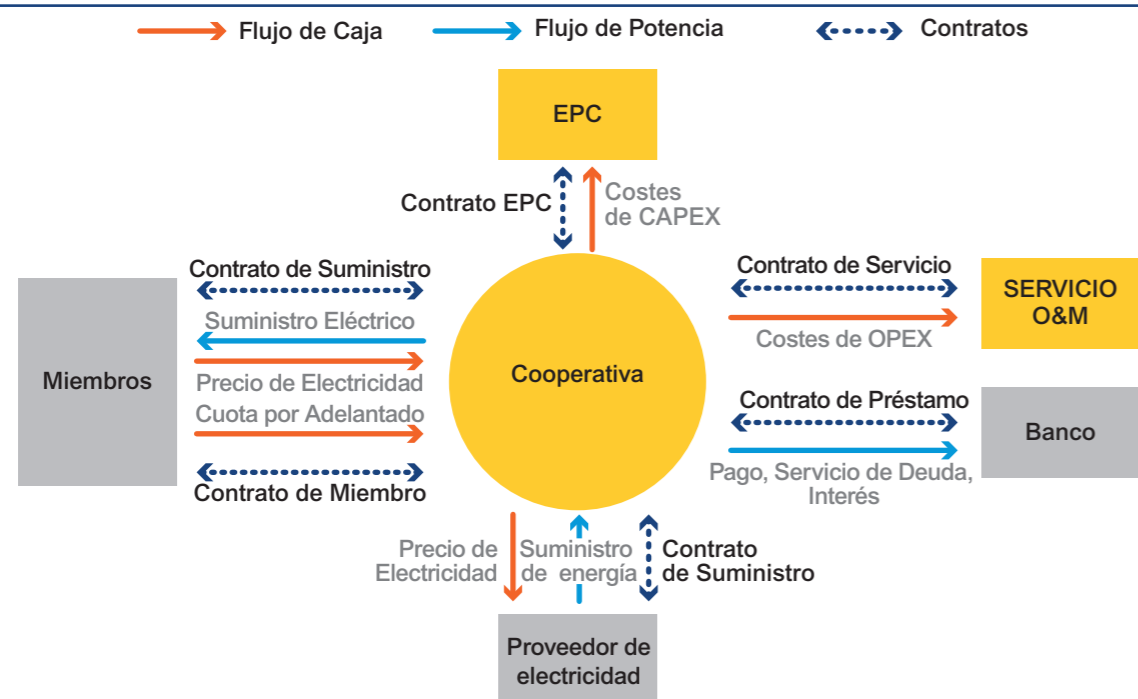
Sin embargo, tanto para la instalación de plantas más grandes como para el desarrollo de un proyecto de tamaño medio en las primeras etapas de la cooperativa, la financiación externa representaría la opción más viable.

Si la producción de las plantas renovables de la cooperativa no cubre la demanda de los miembros, la cooperativa compra la energía necesaria a partir de generadores renovables que operan en el mercado (el origen de la electricidad está garantizado a través de certificados). Cabe señalar, sin embargo, que algunas cooperativas no desarrollan sus propios proyectos y centran su actividad únicamente en la comercialización de electricidad procedente de fuentes renovables.

Las cooperativas pueden ser consideradas, por lo tanto, como una forma de financiar instalaciones renovables, al mismo tiempo que como un modelo de negocio basado en la venta de electricidad. Uno podría establecer la cooperativa, construir la instalación FV (ya sea a través de la cuota por adelantado y las contribuciones voluntarias o mediante financiación externa) y luego vender la electricidad generada a sus miembros.

El Gráfico 14 ilustra el modelo de negocio de una cooperativa. No obstante, debe tenerse en cuenta que puede haber variaciones ligeras de un caso a otro. Así, algunas cooperativas podrían recibir fondos de contribuciones voluntarias de sus miembros, podrían vender electricidad a consumidores adicionales, o podrían no necesitar el suministro complementario de externos.

Gráfico 14. Modelo de empresa cooperativa considerado para el análisis



Fuente: PV Financing.

3.1. INFORMACIÓN REGULATORIA ESPECÍFICA

Como se indica en el artículo 6 de la Ley 24/2013, que regula el sector eléctrico en España, la comercialización de la energía puede llevarse a cabo tanto por empresas privadas como por cooperativas.

El artículo 46 describe las obligaciones que deben cumplir las organizaciones de comercialización de electricidad en España. Los principales requisitos son los siguientes:

- Los comerciantes de electricidad deben mantenerse en el cumplimiento de los requisitos de capacidad legal, técnica y económica que se determinen en relación al suministro de energía.
- Los comerciantes eléctricos deben adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones.
- Los comerciantes de electricidad deben contratar y abonar el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución correspondiente a la

empresa distribuidora a partir de los datos de facturación, con independencia de su cobro del consumidor final, así como abonar los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine, con independencia de su cobro del consumidor final.

- Los comerciantes de electricidad deben prestar las garantías que reglamentariamente se establezcan.

Las penalizaciones por cometer infracciones de las obligaciones arriba expuestas están reguladas por el artículo 47:

- Si los comerciantes eléctricos incumplen alguno de los requisitos exigidos para el ejercicio de su actividad, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá declarar la extinción de la habilitación para actuar como comercializador.
- El Ministerio de Energía podrá determinar el traspaso de los clientes de dicho comercializador a un comercializador de referencia.

3.2. IMPLEMENTACIÓN PASO A PASO

El siguiente capítulo proporciona una descripción de las condiciones y requerimientos que las cooperativas tienen que cumplir para empezar a comercializar energía en España. Este procedimiento es válido para todo tipo de cooperativas independientemente del tipo de consumidor al que sirvan (usuario privado, compañía, asociación, etc.).

De acuerdo con la Ley 24/2013 y con el RD 1955/2000, cualquier parte interesada en la comercialización de energía debe acreditar su capacidad técnica y económica al operador español del sistema eléctrico, Red Eléctrica de España (REE). Para ello, las cooperativas deben cumplir con los requerimientos incluidos en los Procedimientos de Operación Técnica, Reglas de Funcionamiento y

en la *Liquidación del Mercado*. La REE examina si los requerimientos están correctamente cumplidos y autoriza a la parte interesada a continuar con el proceso de inscripción.

Una vez que la cooperativa ha demostrado su capacidad técnica y económica a la REE, debe registrarse en la DGPE (Dirección General del Patrimonio del Estado). El registro debe especificar el ámbito territorial de la cooperativa y debe ser acompañado por una declaración jurada de cumplimiento de las condiciones exigidas.

Los documentos requeridos deben ser posteriormente enviados por medios electrónicos a la DGPE. Este organismo las envía a la *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*, que publica una lista que incluye todas las empresas privadas y cooperativas autorizadas para la comercialización de la electricidad en el país. La lista se actualiza mensualmente.

Si la actividad comercial de la cooperativa se limita a una *Comunidad Autónoma* el procedimiento de registro debe ser completado a través del órgano correspondiente de la comunidad autónoma, que contactará con la DGPE directamente.

3.3. EJEMPLOS DE COOPERATIVAS

En España existen varias cooperativas que ofrecen distintas condiciones para convertirse en miembro y desarrollar instalaciones de energía verde. Algunos ejemplos de cooperativas de energía verde autorizadas para operar en España son Somenergía, Zencer, Goiener, Econactiva or Enerplus-Solabria⁹:

- Somenergía, fundada en Girona en 2010, actualmente cuenta con 26.000 miembros, que suponen más de 35.000 contratos de electricidad a lo largo de todo el territorio español. Ha promovido varios proyectos de generación con fuentes de energía renovables (FV, biogás, hidroelectricidad) a través de la participación de sus numerosos miembros.
- Zencer, establecida en Málaga en 2011, comenzó a comercializar energía en 2013. La cooperativa propuso un nuevo modelo energético

basado en proyectos de generación distribuida principalmente, a través de biomasa y energía FV.

- Goiener fue fundada en Guipúzcoa en 2012 y tiene como objetivo fomentar el comercio local y regional de energía limpia a través de sus más de 4.500 miembros. Aunque su ámbito territorial está limitado a una comunidad autónoma, Goiener proporciona ayuda a las cooperativas de otras regiones para iniciar la comercialización de la electricidad.
- Econactiva, fundada en Guadalajara, ha recibido recientemente el permiso necesario para comenzar a operar como un comercializador de energía, gracias al apoyo proporcionado por Goiener, entre otros. A través de sus miembros, que incluyen tanto los particulares como pequeñas empresas, la cooperativa tiene como obje-

tivo promover la conciencia social del comercio de energía renovable.

- Enerplus-Solabria, asentada en Cantabria, inició su actividad de comercialización en abril de

2016 y actualmente cuenta con alrededor de 70 miembros.

3.4. CÁLCULOS DE RENTABILIDAD

El caso presentado a continuación considera una cooperativa fundada con el objetivo de construir una instalación fotovoltaica de 60 kW para cubrir la demanda de 40 puntos de suministro. El modelo de negocio considerado para este análisis es el mismo que el que se muestra en el Gráfico 14.

Se asume que la instalación fotovoltaica podría suministrar electricidad a los consumidores residenciales y comerciales (por ejemplo, un bloque), y por lo tanto, se han tomado en cuenta dos tarifas eléctricas. Para el suministro de electricidad cuando el sistema FV no está generando se ha supuesto que la cooperativa compraría la energía requerida de un productor renovable y lo vendería a los miembros al mismo precio, sin incluir ningún margen. En caso de que se obtuviera un margen a través de la compra y venta de electricidad generada por terceros, la rentabilidad de la cooperativa mejoraría. Se está presentando, por tanto, un cálculo simplificado y conservador.

Las cuotas iniciales y las contribuciones voluntarias de los 40 miembros considerados constituyen una parte (14.500 euros) de la financiación total de la inversión inicial, que se completa con un préstamo bancario (con un plazo de 5 años). El número limitado de miembros no permitiría a la cooperativa hacer frente al gasto total sin tener en cuenta un esquema de financiación. El tipo

de interés aplicado al préstamo bancario es del 4,95% (no se consideran gastos bancarios adicionales) y el 7% de los impuestos pagados por la generación e inyección de la electricidad se han incluido en el análisis. La Tabla 10 muestra las principales hipótesis y resultados del proyecto analizado.

El análisis revela una TIR (Tasa Interna de Retorno) del 9,91% para el proyecto, que aumenta hasta un 10,51% cuando se considera la rentabilidad de los recursos propios. Además de los rendimientos financieros del proyecto, los miembros de la cooperativa se beneficiarían de una mayor independencia energética, así como de tarifas eléctricas más bajas.

Como muestran los flujos de caja en el Gráfico 15, el período de retorno es de 11,55 años, es decir, la cooperativa recuperaría la inversión inicial en unos 12 años. El reembolso del préstamo bancario durante los primeros cinco años merma el payback del proyecto, aunque aumenta la rentabilidad para el inversor ya que se requiere menor inversión de capital.

Al igual que para los demás segmentos analizados, los ingresos aumentan gradualmente a lo largo de la vida útil del sistema debido al hecho de que los precios de la electricidad crecen por encima de los niveles de degradación del sistema (ver Gráfico 16). La principal diferencia

⁹ Información recogida en: <https://blog.somenergía.coop/som-energia/2015/06/i-encuentro-de-cooperativas-energeticas-en-valladolid/>

con respecto a los segmentos estudiados en las secciones anteriores es que, al considerarse un préstamo bancario, los costes del servicio de la

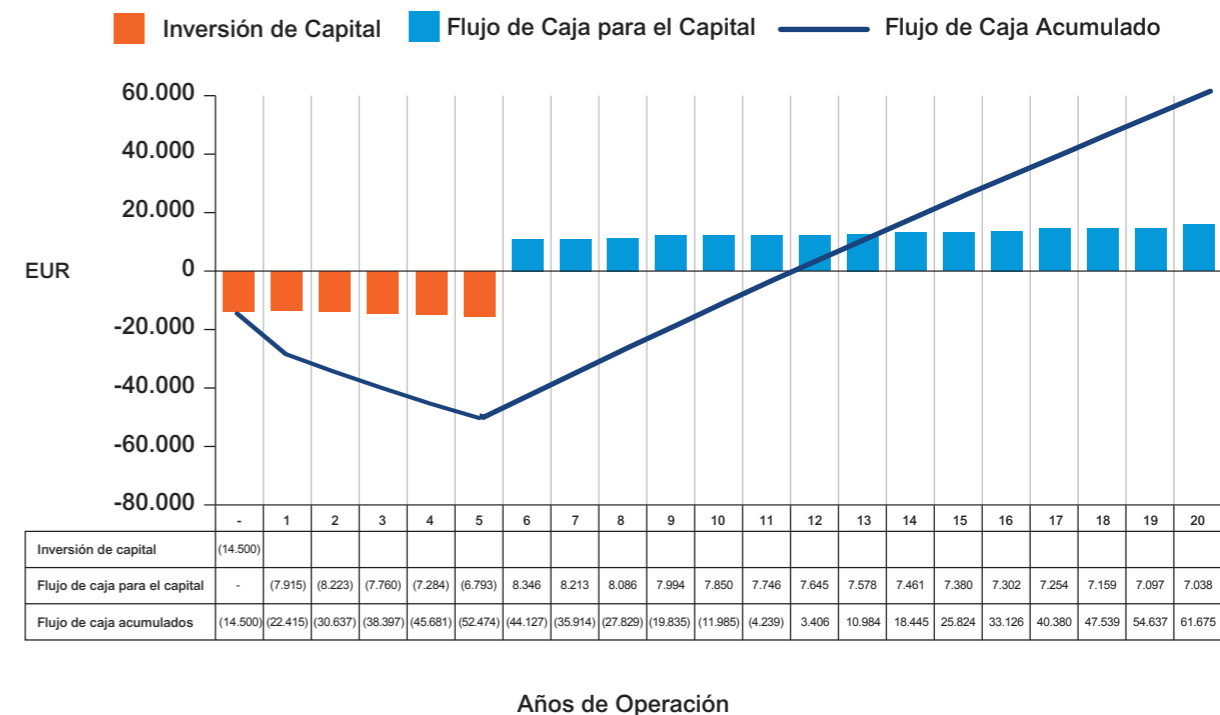
deuda surgen durante los primeros cinco años del proyecto.

Tabla 10. Resumen Modelo de Negocio Cooperativas

PROYECTO FV			MODELO DE NEGOCIO FV			
Tamaño Sistema FV	kWp	60	Categoría	Acción	Unidad	Precio
Coste Específico del Sistema	Eur/kWp	1.575	Venta de energía a comercial	50%	EUR/kWh	0,1108
Coste Total del Sistema	EUR	94.500	Venta de energía a residencial	50%	EUR/kWh	0,1242
Costes de Operación Fijos	EUR p.a.	1.890	RESULTADOS			
Costes de Operación Variables	EUR/kWh	0,0002	Valor Actual Neto	EUR	61.438	
GENERACIÓN FV			Project IRR	%	10,2%	
Rendimiento Específico	kWh/qm/a	2.070	Equity IRR	%	12,3%	
Factor de Rendimiento	%	85%	Periodo de Retorno	Años	11,55	
Rendimiento Específico del Sistema	kWh/kWp/a	1.760	LCOE*	EUR/kWh	0,109	
Degradación	% p.a.	1%	Min DSCR**	x	0,52x	
INVERSIÓN			Min LLCR***	x	0,54x	
Duración del Proyecto	Años	20	* LCOE: Levelized Cost of Electricity			
Capital	EUR	14.500	** DSCR: Debt Service Coverage Ratio			
Deuda (Apalancamiento) 85%	EUR	80.000	*** LLCR: Loan Life Coverage Ratio			
Tenor del Préstamo	Años	5				
Tasa de Interés	%	5,2%				
Tasa de Descuento	%	4,0%				

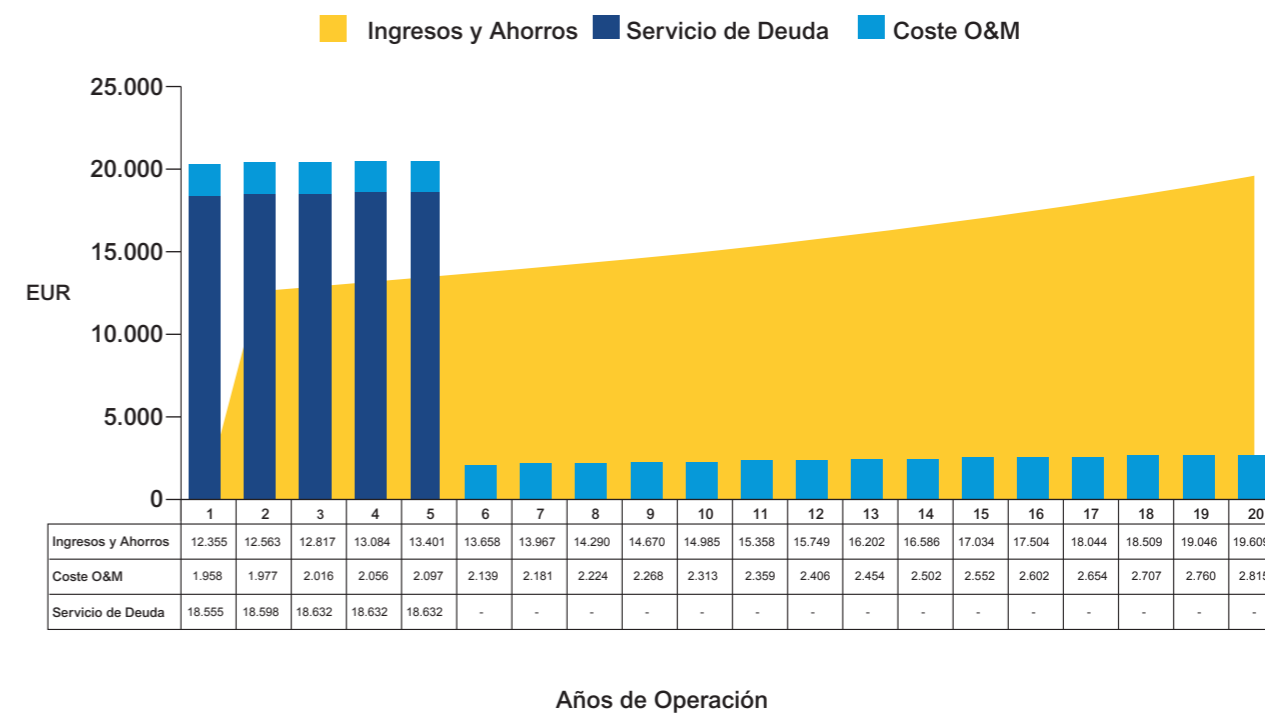
Fuente: PV Financing.

Gráfico 15. Ingresos, Servicio de Deuda y Costes de Operación para el Modelo de Cooperativa



Fuente: PV Financing.

Gráfico 16. Ingresos, Servicio de Deuda y Costes de Operación para el Modelo de Negocio de las Cooperativas



Fuente: PV Financing.

3.5. OUTLOOK

La situación actual y el futuro de la energía FV en España son inciertos, debido principalmente a los cambios normativos introducidos en los últimos años. Por otra parte, se esperaba que una regulación net-metering se publicara en los meses siguientes a la moratoria de 2012, aunque el reglamento final no fue publicado hasta octubre de 2015 y únicamente regula el autoconsumo. La regulación no ha creado un contexto favorable para instalaciones FV, y, por lo tanto, no ha fomentado el desarrollo del mercado.

A pesar de que la nueva regulación ha sido publicada hace relativamente poco tiempo la situación de incertidumbre no ha cambiado y la inversión en instalaciones FV no está siendo fomentada. La regulación actual de autoconsumo va a ser modificada en el próximo año y medio, ya que los cargos establecidos para el autoconsumo son temporales para el 2016 y 2017. El desarrollo futuro de la regulación FV no está claro en este momento.

El principal desafío para el autoconsumo FV en España es lograr cambios en la regulación que establezcan un marco favorable para los sistemas fotovoltaicos. Estas modificaciones pueden ser introducidas en caso de un cambio de gobierno¹⁰ ya que varios partidos políticos firmaron un acuerdo antes de las elecciones anteriores (diciembre de 2015) que establece que, en caso de que lleguen al gobierno, los siguientes cambios serían introducidos en la regulación de autoconsumo:

- *El reconocimiento del derecho a auto-consumir electricidad sin cargos adicionales considerando que un autoconsumo instantáneo (o alma-*

cenando el exceso de electricidad con baterías y autoconsumiéndolo más tarde) no implica el uso de la red.

- *La posibilidad para varios consumidores de compartir una instalación FV para el autoconsumo.*
- *La adaptación del actual procedimiento de sanción, así como los procedimientos administrativos para instalaciones FV que no están inyectando electricidad a la red (ya sea a través de mecanismos sin inyección o sistemas de almacenamiento).*

Otro cambio importante para el autoconsumo FV en España sería simplificar los procedimientos administrativos que un usuario debe cumplir para instalar un sistema FV, ya que éstos actualmente son bastante tediosos. La mejor manera de solucionar este problema sería desarrollar un “one-stop-shop” que haría que el proceso se acortase al facilitar los procedimientos administrativos.

En este contexto incierto, las cooperativas podrían constituir un modelo de negocio para animar el desarrollo de tecnología FV (y otras EERR) en el país. Han incrementado su actividad en los años recientes, con más de 20 cooperativas autorizadas para comercializar electricidad en España, y la misma tendencia podría ser esperada en el corto plazo.

Además, si las compañías de electricidad empiezan a ofrecer sistemas FV a sus clientes y a proporcionar información sobre los beneficios de instalarlos, la percepción del consumidor sobre las EERR podría cambiar. Una de las entidades más

importantes en España ha empezado a ofrecer la instalación de sistemas FV en hogares residenciales. No obstante, el servicio está todavía en una fase temprana, por lo que aún no es posible sacar conclusiones sobre su éxito y sobre la cantidad de energía demandada por los consumidores a través de una comercializadora. Sin embargo, la actividad FV de empresas eléctricas importantes proporcionará confianza a los potenciales usuarios, y, por lo tanto, la incertidumbre creada por la regulación sería rebajada.

¹⁰ Las elecciones se dieron el 26 de junio de 2016 y en este punto no está claro qué partidos políticos formarán gobierno.



4. CONCLUSIONES

Como se ha indicado a lo largo del documento los cambios regulatorios introducidos en los últimos años han creado incertidumbre en el sector FV, lo que ha repercutido en la inversión en dicha tecnología en España. El país tiene condiciones muy favorables (por ejemplo, irradiación, tarifas de electricidad relativamente altas) para el uso de energía FV, pero el marco regulatorio limita el desarrollo del mercado. De este modo, sólo 49 MW de tecnología FV fueron instalados en el país en 2015, comparado con los más de 2,5 GW que fueron conectados a la red en 2008.*

El único modelo de negocio viable y regulado para FV hoy en día es el autoconsumo para los segmentos considerados, al no incluir la nueva regulación mecanismos de net-metering en España. Tampoco existe una regulación específica para la venta de electricidad FV vía PPA, aunque la ley ITC/400/2007 regula todos los acuerdos bilaterales firmados por las compañías de distribución para suministros de electricidad.

Debido a que existe una gran incertidumbre asociada a la situación regulatoria de las instalaciones FV, no se están firmando muchos PPAs en la actualidad. Los PPAs existentes son principalmente contratos firmados entre generadores FV y compañías eléctricas que actúan como representantes de mercado para el propietario de la planta FV y negocian un precio fijo para la electricidad FV generada.

El sector FV en España por lo tanto se centra en el autoconsumo, aunque tampoco se puede percibir mucho movimiento para este modelo de negocio. Las cooperativas verdes son otra manera de acoger instalaciones FV y podrían ser concebidas como un modelo de negocio innovador, así como una manera de financiar los proyectos FV.

Como se ha visto en la sección de rentabilidad, los proyectos FV en España representan una opción válida para los consumidores que quieran autoconsumir (si se excluye la exigencia de renta-

* Información recogida en: <http://unef.es/2016/02/espan%CC%83a-instala-solo-49mw-fotovoltaicos-en-2015/>

bilidades más altas por la incertidumbre regulatoria. Las tasas a pagar por los autoconsumidores empeoran los resultados y hacen menos atractiva la inversión en esta tecnología que en sí se puede considerar segura.

Los niveles de irradiación son de los más altos de Europa y por lo tanto proporcionan buenas condiciones para la generación de electricidad con la tecnología FV. No obstante, como ha sido indicado a lo largo del documento, la inestabilidad regulatoria ha llevado a que los consumidores no quieran invertir. Aunque un cambio en la regulación proporcionaría un marco más atractivo para la FV y el autoconsumo, el daño en la confianza de consumidores e inversores parece ser bastante profundo y no será fácilmente restaurado.

A lo largo del documento se presentan algunos ejemplos de buenas prácticas de proyectos que fueron desarrollados antes de que la regulación actual se impusiera. No obstante, no se han encontrado proyectos interesantes llevados a cabo desde la publicación del RD 2015.

Las cooperativas, sin embargo, están emergiendo como otra opción viable para promover el desarrollo FV en el país. Como se ha analizado durante el texto (ver 3. Modelo de Negocio 2 - Cooperativa), la actividad de las cooperativas en España ha aumentado en los últimos años ya que proporciona un modelo de negocio verde que puede reducir las tarifas eléctricas de sus miembros y ofrecer energía generada localmente. Además, como muestran los cálculos de rentabilidad, las cooperativas representan un modelo de negocio factible para sus propietarios.

Los principales desafíos para la FV en España y las soluciones para estos desafíos son los indicados en la Sección 3.5 Outlook para el autoconsumo. Aunque debería ser subrayado que el más importante y significativo y por lo tanto el más esperado por los actores activos en el sector en España, son las posibles modificaciones de la regulación en caso de que haya un cambio de gobierno después de las recientes elecciones.



5. ANEXOS

5.1. CÁLCULOS DE RENTABILIDAD INCLUYENDO PRÉSTAMOS

Aunque casi ninguno de los modelos de financiación en España están siendo utilizados actualmente y la autofinanciación constituye la opción más común para las instalaciones FV en el país, los siguientes ejemplos muestran el efecto del apalancamiento en la rentabilidad de un proyecto FV. Los cálculos se muestran para los sectores industrial y comercial, ya que estos son los que harían un uso de la financiación externa.

Por lo tanto, los mismos supuestos (incluyendo la rentabilidad mínima aceptada por el inversor) que se han tenido en cuenta para el análisis realizado en secciones previas (ver 3.4. Cálculos de Rentabilidad) serán considerados en los siguientes ejemplos, sin embargo, también se incluirá un préstamo para determinar su impacto en los resultados finales.

Resultados para aplicaciones en el segmento comercial

La Tabla 11 muestra las principales hipótesis y resultados del análisis.

La TIR del proyecto en su conjunto permanece constante comparada con el análisis llevado a cabo en secciones previas (ver Cálculos de Rentabilidad) para el segmento comercial. No obstante, la TIR de los recursos propios aumenta al disminuir la inversión inicial del propietario del sistema FV gracias a la financiación externa.

Como se observa en el Gráfico 17, el reembolso del préstamo y el pago de intereses asociados a él reducen el flujo de caja acumulado para el capital e incrementa el periodo de retorno. Sin

embargo, como se ha indicado anteriormente, dado que la inversión inicial se reduce de forma significativa, la rentabilidad para el propietario del sistema FV es mayor por el efecto de la financiación externa.

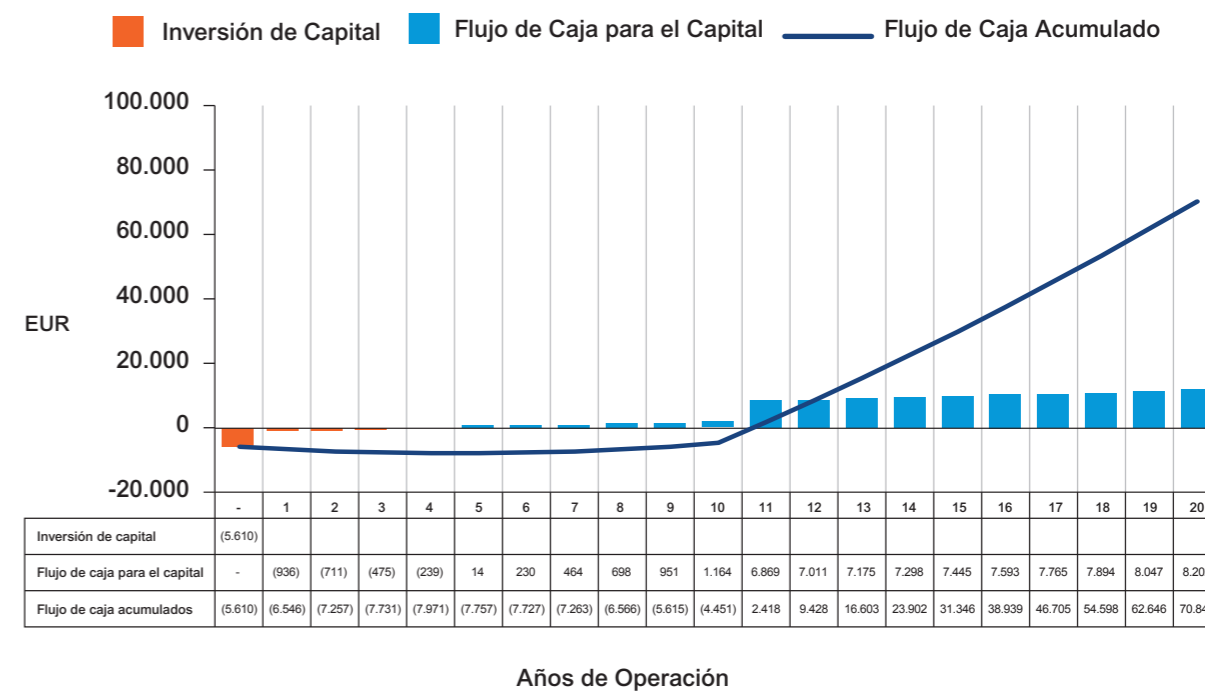
El Gráfico 18 muestra que los ingresos y ahorros aumentan gradualmente a lo largo de la vida del sistema, debido a que los precios de la electricidad crecen por encima de los niveles de degradación del sistema. Además, los costes

Tabla 11. Resumen Modelo de Negocio Comercial

PROYECTO FV			MODELO DE NEGOCIO FV		
Tamaño Sistema FV	kWp	30	Categoría	Unidad	Precio
Coste Específico del Sistema	Eur/kWp	1.870	Autoconsumo	EUR/kWh	0,1306
Coste Total del Sistema	EUR	56.100	Tasas	EUR/kWh	0,0179
Costes de Operación Fijos	EUR p.a.	561	RESULTADOS		
GENERACIÓN FV			Valor Actual Neto	EUR	70.735
Rendimiento Específico	kWh/qm/a	2.070	Project IRR	%	11,5%
Factor de Rendimiento	%	85%	Equity IRR	%	19,8%
Rendimiento Específico del Sistema	kWh/kWp/a	1.760	Periodo de Retorno	Años	10,65
Degradación	% p.a.	1%	LCOE*	EUR/kWh	0,10
			Min DSCR**	x	0,86x
			Min LLCR***	x	1,01x
INVERSIÓN			* LCOE: Levelized Cost of Electricity		
Duración del Proyecto	Años	20	** DSCR: Debt Service Coverage Ratio		
Capital	EUR	5.610	*** LLCR: Loan Life Coverage Ratio		
Deuda (Apalancamiento) 90%	EUR	50.490			
Tenor del Préstamo	Años	10			
Tasa de Interés	%	5,2%			
Tasa de Descuento	%	1,7%			

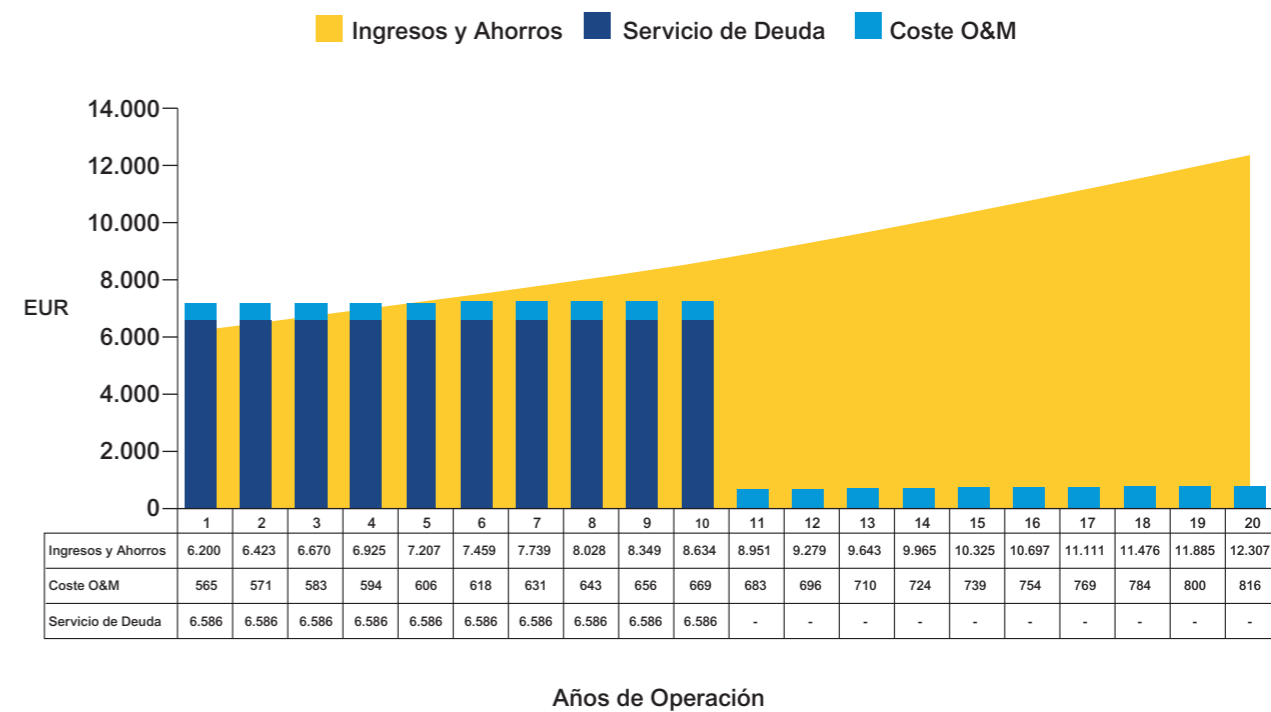
Fuente: PV Financing.

Gráfico 17. Inversión y flujos de capital para el Capital del Modelo de Negocio Comercial



Fuente: PV Financing.

Gráfico 18. Inversión, Servicio de Deuda y Costes de Operación para el Modelo de Negocio Comercial



Fuente: PV Financing.

de los primeros 10 años del sistema FV están considerablemente influidos por el servicio de deuda, a diferencia del caso analizado previamente.

Resultados para aplicaciones del sector industrial

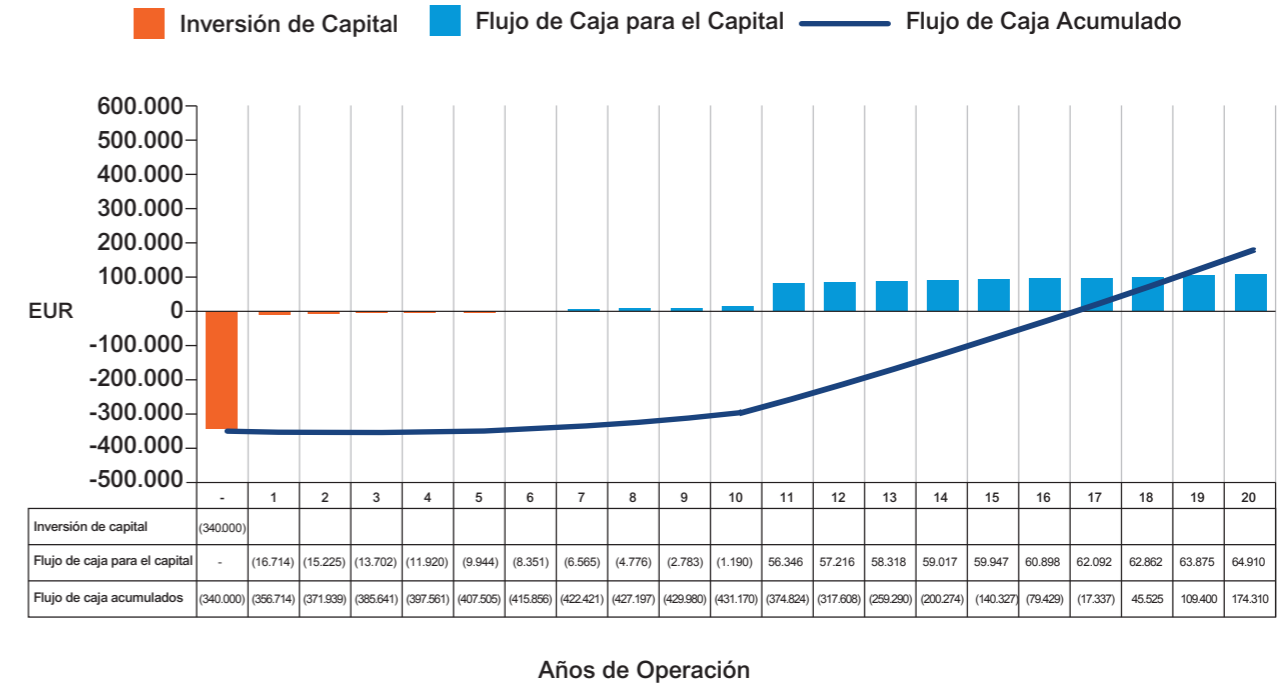
La Tabla 12 muestra las principales características y conclusiones del proyecto, que incluye un modelo de financiación.

Tabla 12. Resumen Modelo de Negocio Industrial

PROYECTO FV			MODELO DE NEGOCIO FV		
Tamaño Sistema FV	kWp	500	Categoría	Unidad	Precio
Coste Específico del Sistema	Eur/kWp	1.700	Autoconsumo	EUR/kWh	0,0957
Coste Total del Sistema	EUR	850.000	Tasas	EUR/kWh	0,0124
Costes de Operación Fijos	EUR p.a.	18.746	Electricidad inyectada	EUR/kWh	0,0500
Costes de Operación Variables	EUR/kWh	0,0005	RESULTADOS		
GENERACIÓN FV			Valor Actual Neto	EUR	173.956
Rendimiento Específico	kWh/qm/a	2.070	Project IRR	%	4,4%
Factor de Rendimiento	%	85%	Equity IRR	%	4,1%
Rendimiento Específico del Sistema	kWh/kWp/a	1.760	Periodo de Retorno	Años	17,28
Degradación	% p.a.	1%	LCOE*	EUR/kWh	0,10
INVERSIÓN			Min DSCR**	x	0,74x
Duración del Proyecto	Años	20	Min LLCR***	x	0,84x
Capital	EUR	340.000	* LCOE: Levelized Cost of Electricity		
Deuda (Apalancamiento) 90%	EUR	510.000	** DSCR: Debt Service Coverage Ratio		
Tenor del Préstamo	Años	10	*** LLCR: Loan Life Coverage Ratio		
Tasa de Interés	%	5,2%			
Tasa de Descuento	%	1,7%			

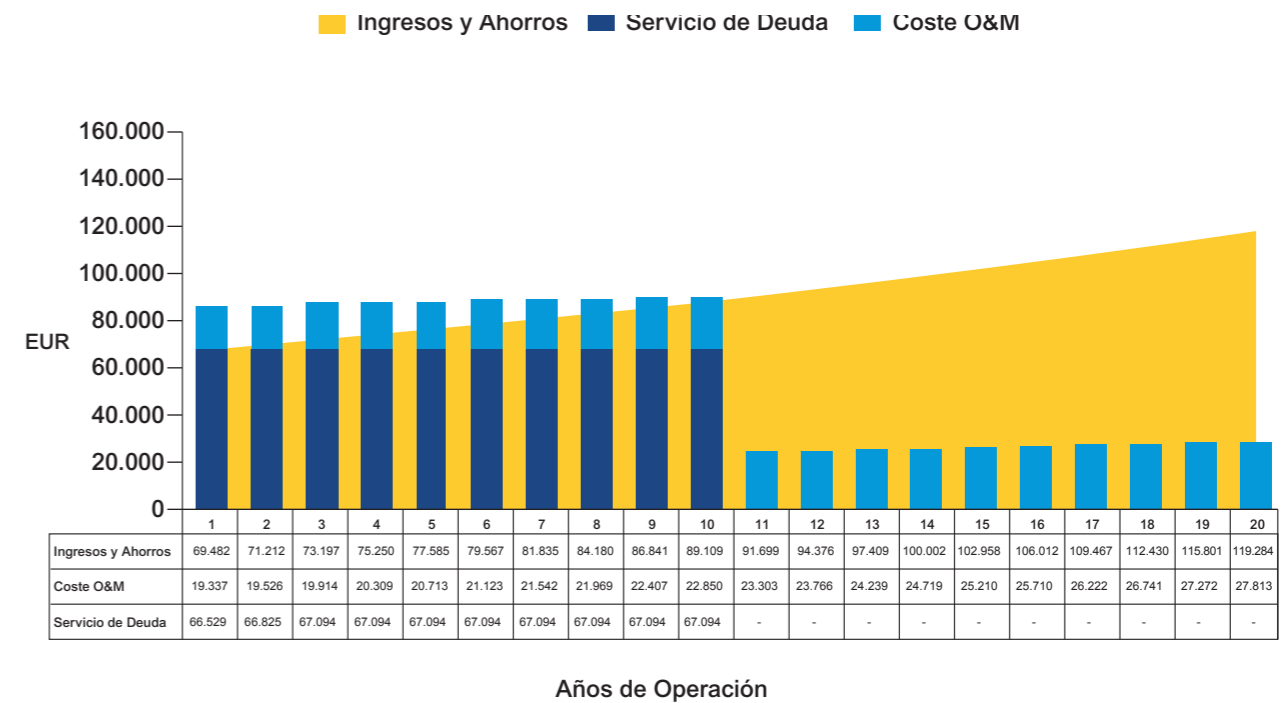
Fuente: PV Financing.

Gráfico 19. Inversión y flujos de capital para el Capital del Modelo de Negocio Industrial



Fuente: PV Financing.

Gráfico 20. Ingresos, Servicio de Deuda y Costes de Operación para el Modelo de Negocio Industrial



Fuente: PV Financing.

Las mismas conclusiones presentadas para el segmento comercial pueden ser extraídas en el análisis del caso industrial. Así, la TIR de los recursos propios aumenta como resultado de la financiación externa y de la menor inversión inicial del propietario de la instalación FV. Hay una pequeña diferencia, sin embargo, en la TIR del proyecto, que se deriva del pago de intereses asociados al préstamo durante los meses de construcción del sistema FV. Estos costes no son incurridos si no se considera ningún modelo de financiación, y por lo tanto la TIR del proyecto es ligeramente más baja en este análisis.

De manera similar al segmento comercial, el periodo de retorno del proyecto aumenta como consecuencia del apalancamiento, que también reduce el flujo de caja acumulado. No obstante, como ha sido indicado en la Tabla 12, la rentabilidad de los recursos propios es mayor cuando se consideran modelos de financiación.

Al igual que en el resto de segmentos analizados, los ingresos y los ahorros aumentan gradualmente a lo largo de la vida del sistema dado que los precios de la electricidad aumentan por encima de los niveles de degradación del mismo.

CREARA Energy Experts

Velázquez, 157 5ª Planta
28002 - Madrid (España)
Tel: +34 913 950 154



www.creara.es

PV Financing es un proyecto financiado por la Comisión Europea en el marco del programa Horizonte 2020 y cubre 7 países: Alemania, Francia, Gran Bretaña, Italia, Austria, España y Turquía.

El proyecto tiene como objetivo identificar nuevas vías para el desarrollo del mercado fotovoltaico y eliminar posibles barreras. Concretamente, el objetivo de PV Financing es identificar modelos de negocio y esquemas de financiación innovadores para sistemas FV en el periodo post-FiT.



www.pv-financing.eu