

ECONÓMICAS Y FINANCIERAS DE PYMES Y PARTICULARES EN EL ACTUAL MERCADO ENERGÉTICO

IV Congreso de Educación Financiera Edufinet “Educación financiera para una época de cambio de paradigmas”
Málaga, 17-19 noviembre 2021

Working Paper 14/2022

Ignacio Contreras Mora

Universidad de Sevilla

Resumen

Hasta el presente no se ha alcanzado una capacidad instalada renovable acorde al reto que exige el cambio climático, a pesar de que el crecimiento anual medio mundial ha sido superior al 40%. No obstante, si seguimos creciendo a este ritmo en muy pocos años podremos dar respuesta al reto, y cambiará por completo el sector y sus actuales actores. La transición energética induce un proceso disruptivo que puede provocar que en pocos años el 100% de la energía consumida tenga un origen renovable¹, y buena parte será producida a partir de módulos fotovoltaicos.

Esta disrupción requerirá una elevada inversión e innovación financiera para facilitarla. Un ejemplo lo tomamos de la industria del automóvil a inicios del pasado siglo, creció gracias a la línea o cadena de montaje, pero no hubiera sido posible sin una evolución en el modelo de negocio que facilitara la financiación. General Motors fundó GMAC, una financiera para la compra de automóviles.

Palabras clave: transición energética, energías renovables, tecnologías energéticas.

Códigos JEL: O13; Q42.

Energía y sostenibilidad: ¿cómo apoyar tecnologías limpias, pero no rentables?

El cambio hacia fuentes renovables tiene ya un largo recorrido, no exento de dificultades. En sus inicios, hubo que apoyar tecnologías de generación de energías que aún estaban en una fase de la curva de aprendizaje muy preliminar, y que no eran viables.

¹ No soy el único autor con experiencia en el sector que opina igual, y buena parte de mi información e ideas provienen de la lectura de varios autores. Quiero destacar a Tony Seba y Jeremy Rifkin, que cuentan con varias publicaciones sobre este tema y pueden encontrar amplia información en internet.

Apoyar las tecnologías de generación renovables nos lleva a dos grupos de decisiones, paralelas, complementarias, con diversos grados de intensidad, y con matices dependiendo de cada país. Por una parte, fruto de las externalidades negativas, hay que penalizar la producción y consumo de energías contaminantes. Por otra parte, fruto de las externalidades positivas, hay que incentivar la producción y consumo de energías con origen renovable. Penalizar las contaminantes las hace más caras, y facilita la competitividad y la inversión en renovables, especialmente si cuentan con algún incentivo que las haga viables. La viabilidad económica y financiera es un requisito para el desarrollo de alternativas sostenibles, de modo que a la sostenibilidad medio ambiental debe acompañarla la “sostenibilidad económica y financiera”.

La penalización de las alternativas contaminantes, que implican emisiones de CO₂, se diseñó con la creación de un Régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE UE) y, adicionalmente, en algunos países con una imposición directa a la generación contaminante. Mediante los derechos de emisión la industria que emite CO₂ se ve obligada a la compra de derechos, y la oferta de derechos está limitada intencionadamente para que los precios suban progresivamente.

Por el otro lado, el impulso a las renovables se ha realizado con diferentes modelos de incentivo: subvenciones a la inversión, compra de energía a precios incentivados, deducciones fiscales a la inversión, tax Equity...Unos con más éxito que otros.

Paralelamente, los módulos fotovoltaicos han experimentado un gran desarrollo en eficiencia y en precio, gracias en especial a la industria China, apoyada por el estado de manera directa e indirecta.

Pero cuidado, nos podemos encontrar con consecuencias no deseadas, como el que acontece actualmente con los precios. Si se pone un límite temporal al uso de combustibles fósiles no se crea aliciente a la inversión en nuevos yacimientos y mayor eficiencia en la explotación de los existentes, con la consecuente subida de precios que, unida a otros factores, puede desencadenar una tormenta perfecta no deseada.

¿Es la tecnología de generación fotovoltaica rentable hoy día?

Nos vamos a centrar en la generación fotovoltaica, especialmente por su capacidad de adaptación a la generación distribuida y de pequeña escala.

Sin duda hablamos de una tecnología que ya es rentable, y además confiere sostenibilidad.

El LCOE (Levelised Cost Of Electricity)² cuantifica el precio teórico al que habría que vender cada KWh generado para cubrir todos los costes (inversión, mantenimiento, etc), y retribuir y devolver todos los recursos empleados, deuda y capital. Si se vendiera cada KWh producido por la planta fotovoltaica a ese precio (LCOE), resulta viable.

Los datos de LCOE los publican varias instituciones. En la gráfica que se muestra a continuación disponen de los cálculos de LCOE realizados por la Agencia Internacional de Energías Renovables, IRENA por sus siglas en inglés.

El cálculo deriva de la valoración por descuento de flujos, que se calculan con los ingresos por generación de energía, CAPEX (inversión en la planta), y OPEX (mantenimiento, aunque escaso). La tasa de descuento utilizada es el WACC (coste de la deuda y riesgo y coste de oportunidad para el Equity). Igualando a cero el valor y tomando como incógnita el precio constante de venta de la energía (LCOE) obtenemos el indicador:

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{I_i + M_i + F_i}{(1 + K)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(1 + K)^i}}$$

I_i=Inversión en periodo *i*

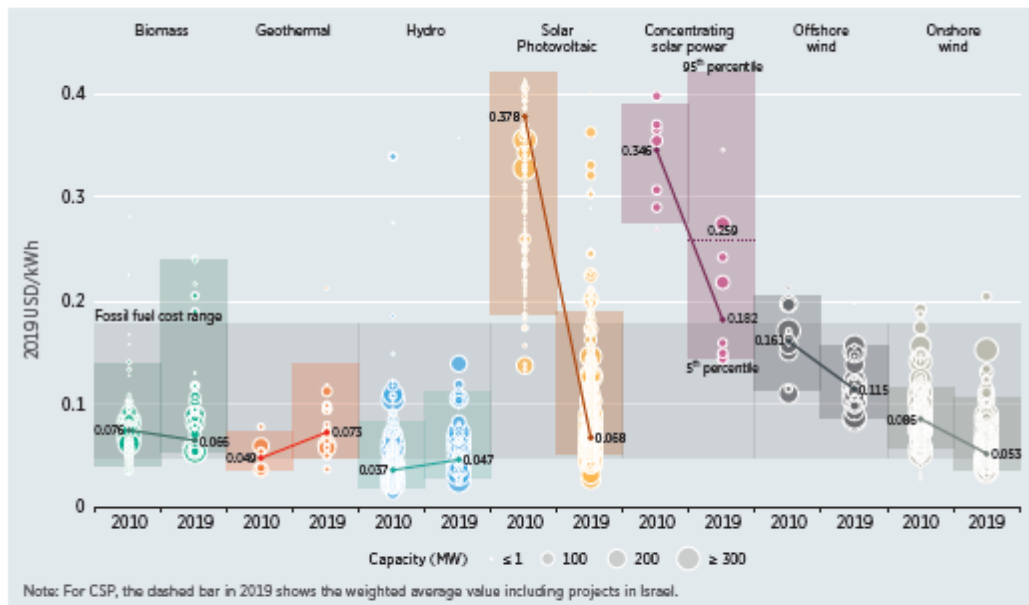
M_i= Costes de mantenimiento en el periodo *i*

F_i= Costes de suministro en el periodo *i*

E_i= Energía generada en el periodo *i*

K= tasa de descuento

Figure 1.2 Global LCOEs from newly commissioned utility-scale renewable power generation technologies, 2010-2019



Source: IRENA Renewable Cost Database.

Note: This data is for the year of commissioning. The diameter of the circle represents the size of the project, with its centre the value for the cost of each project on the Y axis. The thick lines are the global weighted-average LCOE value for plants commissioned in each year. Real weighted average cost of capital (WACC) is 7.5% for OECD countries and China and 10% for the rest of the world. The single band represents the fossil fuel-fired power generation cost range, while the bands for each technology and year represent the 5th and 95th percentile bands for renewable projects.

Gráfica 1 "Evolución LCOE 2010-2019, para instalaciones utility-scale" Fuente IRENA

En el gráfico se compara la evolución del LCOE (\$/KWh) en el periodo comprendido entre 2010 y 2019, último año de cálculo, para varias fuentes energéticas. La solar fotovoltaica es singular, es la que más ha disminuido su LCOE medio, 0,378 €/KWh en 2010 frente a 0,068 €/KWh en 2019, y además la media en 2019 se encuentra cerca del mínimo de la barra, y la configura como una de las fuentes más baratas en ese año. El LCOE se ve influido por muchos factores, incluido el tamaño de la instalación, de ahí la dispersión. Se ha considerado un WACC (k) del 7,5% en países de OCDE y China, y del 10% en el resto del mundo. Por tanto, el LCOE de la fotovoltaica es muy competitivo, es previsible que siga bajando conforme la evolución de la curva de aprendizaje y la reducción de los costes de las placas, aunque no con la misma intensidad que hasta ahora. El peso del coste de la mano de obra en las instalaciones cada vez es mayor en términos relativos. Las instalaciones requieren el montaje de una estructura sobre la que se colocan los módulos, estos costes, incluyendo la mano de obra que requiere, no son susceptibles de disminución, y cada vez pesan más en el importe global de la inversión.

Además, las grandes plantas de generación centralizadas necesitan de las redes de transporte y distribución, y tendrán que añadir siempre estos costes regulados, los impuestos y los del resto de cargos del sistema. En el caso de la fotovoltaica, en su opción de generación distribuida que mencionamos posteriormente, se podrían limitar estos costes, hasta incluso anularlos si no se requiere el apoyo de la red utilizando baterías. Según Eurostat, los costes de red (€/KWh) en España son de 0,1385 para residencial y de 0,0442 para no residencial. Cualquier alternativa de generación que requiera de la red tendría que añadir estos costes, además de impuestos y cargos del sistema, lo que convierte a la fotovoltaica distribuida y, especialmente, a la aislada de la red en muy atractivas.

La solar fotovoltaica es muy rentable, especialmente la "distribuida", y además su rentabilidad se sustenta sobre factores con muy buenos fundamentos: existencia de luz solar y tecnología probada. No hay dependencia alguna respecto de los mercados financieros. Tampoco requiere probadas habilidades para valorar negocios o activos financieros o reales, y

comprarlos a buen precio. Es muy simple, y con escaso riesgo, placas que generan electricidad a partir de la luz solar. Los modelos de generación de “caja” los veremos más adelante, y vamos a ofrecer datos aproximados relativos a instalaciones en PYMES y residencial, lo micro es lo que nos interesa en esta ponencia.

¿Cómo será su crecimiento? El proceso disruptivo en la energía

Gordon E. Moore, cofundador de Intel, predijo en 1965 que cada dos años se duplicaría el número de transistores en un circuito o microprocesador, esto significa una tasa de crecimiento media anual superior al 42%. Se ha venido cumpliendo hasta ahora, y por ello a todo proceso de cambio acelerado, con crecimiento en el entorno del 40% o superior, se dice que sigue la Ley de Moore. Los procesos disruptivos cambian el sector y los modelos de negocio tradicionales. En concreto, en el caso de la solar fotovoltaica, viene creciendo su capacidad instalada a ritmos superiores al 46%³, ya es rentable, cada vez es más barata y eficiente, y su coste marginal es nulo⁴, y además reduce las emisiones de CO₂. Es la primera ola, y las razones de su impulso actual ya sí son económicas: es muy rentable.

Los fenómenos disruptivos se presentan en fases u olas. Cuando un ingeniero de Kodak inventa la cámara de fotografía digital⁵, ni su propia compañía supo anticipar sus consecuencias y adaptar su modelo de negocio. Antes, cuando alguien hacía “dick” en su cámara se añadían ingresos para Kodak fruto de la película, revelado y extras. Con la fotografía digital, el “dick” es gratis (coste marginal cero), y esto revolucionó en poco tiempo el sector (ley de Moore), y nuevos actores irrumpieron. Era la primera ola, pero nuevas olas disruptivas innovadoras fueron enfrentando los nuevos retos, incluyendo modelos de negocio innovadores: almacenamiento digital compartido, procesamiento y tratamiento de imágenes, etc. También surgieron nuevos negocios basados en la nueva tecnología: redes sociales (Flickr, Instagram), smartphones, etc.

El cambio energético tiene fundamentos muy similares al de la fotografía digital, aunque con diferencias al ser el eléctrico un sector regulado. Las grandes instalaciones renovables para vender energía a la red es la primera ola, y es la que ha permitido avanzar en la curva de aprendizaje y disminuir sus costes. Vendrán las siguientes: modelos de negocio nuevos e innovadores, financiación inducida, y de un modo muy especial el almacenamiento de la energía. Las siguientes olas son las que tendrán un impacto directo en los consumidores y ciudadanos, y con mucha intensidad. Ya comenzamos a ver sus efectos, pero no ha hecho más que comenzar. Además, este proceso facilitará una generación descentralizada y distribuida, los agentes actuales del sistema tendrán una actividad marginal, y surgirán nuevos actores.

¿Qué consecuencias tiene la primera ola en ciudadanos y empresas?

La primera ola, la de las grandes plantas de generación que vuelcan la energía generada en la red, permitirá que los ciudadanos cuenten con un mix de generación en el que las renovables cada vez contarán con un mayor peso, y por tanto un mayor factor de sostenibilidad. Pero, y ¿en lo que toca al bolsillo? Pues, lamento decirle que en lo que toca al bolsillo esta primera ola le está costando “dinero”.

Sería oportunista de mi parte conducir que la escalada de precios que hemos visto durante el verano de 2020 era completamente previsible. Es verdad que la subida de precios del gas natural obedece a un conjunto de causas que coinciden en el tiempo, difícilmente previsible algunas de ellas. Pero, como se ha mencionado, existe un mercado de derechos de emisión, cualquier industria que emita CO₂ en sus procesos productivos tiene que adquirir derechos, lo que encarece su producto. Este es el caso de la generación eléctrica a partir de energía primaria de origen fósil, como es el caso del Gas Natural. Es decir, como dijimos, existe intención de penalizar la generación eléctrica con fuentes fósiles encareciéndola.

Hay otros factores que también contribuyen al encarecimiento, en buena parte derivados del funcionamiento “marginalista” del mercado mayorista de energía (OMIE), y de las cargas “políticas” que se han ido incluyendo en el recibo eléctrico fruto de las políticas de incentivo a renovables, de las políticas derivadas de los Costes de Transición a la

³ <http://resourceirena.irena.org/gateways/dashboard/?topic=4&subTopic=16>

⁴ El coste variable de producir un nuevo KWh es cero debido a que la fuente energética es el sol.

⁵ https://es.wikipedia.org/wiki/Steven_Sasson

Competencia (CTC)⁶, de la política de moratoria nuclear, etc. Cualquier lector puede averiguar mucho sobre este tema navegando por internet.

La consecuencia natural de los derechos de emisión, intencional en este caso, es el encarecimiento de la generación eléctrica con origen fósil. El mercado mayorista marginalista, OMIE, establece un precio horario único en subasta que lo determina el precio más alto cruzado. Cada orden de venta es limitada, “no menos de”, cada orden de compra es limitada, “no más de”. Si nucleares y renovables no cubren toda la demanda, la última oferta aceptada será la oferta producida con Gas Natural (Gas Peaking), que es flexible, puede “apagar y encender” a voluntad. Ya saben lo que ha sucedido con el precio del Gas Natural este verano. Si a lo anterior unimos las “cargas políticas” comentadas, el cocktail explosivo está servido.

Entonces, ¿era previsible una subida de precios de la electricidad? De manera clara sí, especialmente si se necesita recurrir al Gas Peaking. Lo que no era previsible es la intensidad de esta escalada debido a la evolución del precio del gas y a circunstancias desfavorables para las renovables. Tome nota, por el momento, con una demanda de energía que no puede ser cubierta con nucleares y renovables, y que necesita para los picos de tecnologías que usan energía primaria fósil, los precios serán progresivamente más altos, si bien en modo alguno serán los existentes en el momento que se escribe esta ponencia.

¿Podrá aprovechar el ciudadano y las empresas este crecimiento de las renovables?

La segunda Ola será la que tendrá sustanciales ventajas para los ciudadanos y las empresas, y además a corto plazo.

¿Han escuchado a algún responsable político recomendar que instalen módulos fotovoltaicos en su casa o en sus instalaciones de empresa? ¿Alguna conclusión de este tenor en las noticias de las televisiones? Yo no lo he escuchado, y es la mejor recomendación que se puede hacer, de manera independiente al contexto de precios actual, pero especialmente por él.

Usted, ciudadano o empresa, tiene la posibilidad de producir energía para su consumo, incluso al margen del “sistema”, sin utilizar la red de transporte y distribución. Toda la energía que usted genere, se la puede producir la luz solar, de manera gratuita, y todo lo que usted consuma de su propia instalación evitará tener que pagar el coste de la energía en su factura, pero también evitará pagar impuestos y todas las cargas de políticas inducidas en el recibo de la luz. Igual en este último argumento usted encuentra algún motivo para que no haya una recomendación genérica por parte de responsables de la administración de que genere su propia electricidad. Esta generación cercana al punto de consumo es lo que se denomina *generación distribuida*, y no está sino en los albores de su impulso y forma parte de los desarrollos innovadores de esta segunda ola.

Cualquiera podrá pensar que esta posibilidad de disponer de una instalación propia no le ocupa, dado que vive en un edificio, en comunidad. No es así, ya es posible constituir *comunidades energéticas*. Incluso es posible realizar una instalación en la terraza-azotea de un edificio residencial, y comunicar a la distribuidora de energía los porcentajes de titularidad de cada vecino a efectos de imputar el autoconsumo en sus facturas, y la compensación de excedentes. Y cada vecino puede decidir el porcentaje de titularidad que desee dentro de las reglas establecidas, y en caso de no desearlo no paga la instalación. Más aún, existe la posibilidad de destinar generación no auto-consumida a otros vecinos que en ese momento demanden más energía de la producida por la instalación, en lugar de generar excedentes que siempre van a ser remunerados por debajo del coste de la energía: *Consumo inteligente*

Todos estos desarrollos, y los que quedan por venir en sucesivas olas, van a cambiar definitivamente el perfil del sistema eléctrico. Y no será en mucho tiempo a tenor del valor añadido por estas innovaciones y del crecimiento acelerado siguiendo la ley de Moore.

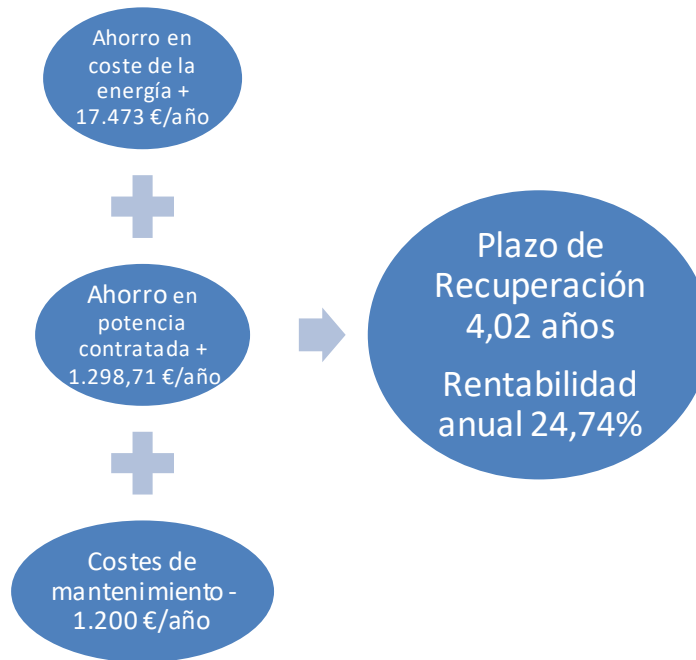
⁶ En este artículo se explica muy bien el origen y funcionamiento de los Costes de Transición a la Competencia (CTC) https://elperiodicodelaenergia.com/jorge-fabra-desmonta-en-el-supremo-la-teoria-del-gobierno-de-que-las-renovables-son-las-culpables-del-deficit-de-taña/?utm_content=buffer9e033&utm_medium=social&utm_source=facebook.com&utm_campaign=buffer

¿Soy una PYME, podemos estimar la rentabilidad de una instalación de PV para autoconsumo en mis instalaciones?

Veamos un caso real, una instalación en una nave industrial en las inmediaciones de Sevilla capital para autoconsumo. Una instalación de 130 KW de potencia pico, con un inversor de 100 KW, que ha supuesto una inversión de 100.964 euros (IVA no incluido), y unos incentivos concedidos por la Junta de Andalucía de 30.289 euros. Estos números significan un coste unitario de 776 €/KW sin incentivos, y de 543 €/KW con incentivos.

Características de la instalación	
Potencia (KW)	130 KW
producción anual (horas)	1.450 horas
Precio excedente	0,05 €/KWh
inversión	100.964,67 €
IVA	21%
Total Coste	121.442,61 €
Coste mantenimiento	1.200 €/año
Factor de autoconsumo	80%
Incentivo	30.289,40 €
Inversión tras incentivos	70.675,27 €
Coste unitario sin incentivos	775,88 €/KW
Coste unitario con incentivos	543,11 €/KW

El LCOE calculado para esta planta es de 0,048 €/KWh si no consideramos los incentivos, y de 0,033 €/KWh con los incentivos. Para poder utilizarlo de referencia, y proceder a la comparación, lo único que habría que hacer es calcular el coste unitario (€/KWh) de la parte variable de la factura eléctrica. Como en la factura eléctrica las tarifas dependen del período de consumo, las tarifas que tendría que usar para la comparación serían las de los períodos con generación fotovoltaica, con luz solar, que son las más caras, y en las que evitaría consumir.



Esta instalación proporciona unos ahorros estimados en 17.473 €/año⁷ por disminución del coste de energía, a lo que habría que añadir el ahorro facilitado por la disminución de potencia contratada. Considerando costes de mantenimiento

⁷ Los cálculos de ahorro se incluyen en la siguiente, en la que se han estimado costes de energía bajos. Obviamente los ahorros serán tanto mayores cuanto mayor sean los actuales costes de energía.

Diseño	producción estimada	Grado solar	Grado autoconsumo	KWh autoconsum.	Precio KWh autoconsum.	Ahorro autoconsum	Excedentes	Precios excedentes	Ingresos excedentes	Ahorro estimado
Enero	8.579 KWh	71%	100%	8.579 KWh	0,09 €	781,49 €	0 KWh	0,05 €	0,00 €	781,49 €
Febrero	11.256 KWh	86%	93%	10.489 KWh	0,09 €	956,64 €	767 KWh	0,05 €	46,41 €	1.003,05 €
Marzo	15.835 KWh	91%	88%	13.889 KWh	0,09 €	1.268,41 €	1.945 KWh	0,05 €	117,69 €	1.386,10 €
Abril	18.091 KWh	107%	74%	13.464 KWh	0,10 €	1.282,82 €	4.627 KWh	0,05 €	279,94 €	1.562,75 €
Mayo	19.249 KWh	80%	100%	19.170 KWh	0,10 €	1.827,56 €	79 KWh	0,05 €	4,79 €	1.832,35 €
Junio	21.809 KWh	78%	100%	21.809 KWh	0,10 €	2.077,97 €	0 KWh	0,05 €	0,00 €	2.077,97 €
Julio	23.600 KWh	79%	100%	23.600 KWh	0,10 €	2.249,08 €	0 KWh	0,05 €	0,00 €	2.249,08 €
Agosto	21.471 KWh	72%	100%	21.471 KWh	0,10 €	2.048,44 €	0 KWh	0,05 €	0,00 €	2.048,44 €
Septiembre	17.700 KWh	74%	100%	17.700 KWh	0,10 €	1.691,59 €	0 KWh	0,05 €	0,00 €	1.691,59 €
Octubre	13.469 KWh	65%	100%	13.469 KWh	0,09 €	1.233,81 €	0 KWh	0,05 €	0,00 €	1.233,81 €
Noviembre	9.627 KWh	58%	100%	9.627 KWh	0,09 €	878,79 €	0 KWh	0,05 €	0,00 €	878,79 €
Diciembre	8.002 KWh	65%	100%	8.002 KWh	0,09 €	727,70 €	0 KWh	0,05 €	0,00 €	727,70 €
TOTAL	188.689 KWh		96,07%	181.270 KWh	0,094 €	17.024 €	7.419 KWh		449 €	17.473 €

Coste de mantenimiento	-1.200,00 €
Bonificación IBI (estimado)	0,00 €
Bonificación IAE	0,00 €

de 1.200 €/año esta planta tendría un plazo de recuperación de la inversión de 4,02 años, y una rentabilidad “proyecto” del 24,74%.

Difícilmente podremos encontrar una inversión de perfil rentabilidad-riesgo de estas características. Por otra parte, aunque no se trate de nuevos ingresos generados, sino de ahorros de costes, existen alternativas de financiación innovadoras que facilitan la financiación del 100% de la inversión si es que el titular de la instalación no desea emplear recursos propios en estas inversiones.

¿Soy un ciudadano, podemos estimar la rentabilidad de una instalación de PV para autoconsumo en mi residencia?

En este caso debemos diferenciar dos situaciones diferentes: residencial unifamiliar (casa) o comunidad de vecinos de un edificio.

Las soluciones en un edificio pueden ser variadas, vamos a contar con el ejemplo de las comunidades de vecinos con una solución común en terraza, con conexión directa a cuadro eléctrico del edificio, no de cada vecino, y con distribución de titularidad según el porcentaje que desee cada vecino.

Instalación en edificio residencial:

Se trata de un edificio de nueve plantas, y cuatro viviendas por planta, con una potencia instalada de 49 KW, actualmente en desarrollo, y con una solución mediante pérgola, con la terraza disponible para su uso, y con sombra proporcionada por las placas. Si todos los vecinos decidieran realizar la inversión al máximo potencial, a cada uno le correspondería 1,37 KW/vecino, y sería titular del 2,78% de la instalación comunitaria. Como no es el caso, y algunos vecinos renuncian, el resto puede asumir más capacidad instalada. De modo que planteamos resultados según las posibles decisiones de inversión de cada vecino.

La inversión de la comunidad es de 74.603 € (IVA incluido), y de 42.478 € tras los incentivos de la Junta de Andalucía. Los principales resultados, según hipótesis de potencia asumida (% de titularidad de la instalación) se muestran en la tabla a continuación.

	Coste (IVA incluido)	Incentivo	Coste tras incentivo	Ahorro energético	Mantenimiento	Bonificación IBI años 1-3	Ahorro total años 1 a 3	Retorno de la inversión
Potencia individual 1 Kw	1.518€	654€	864€	307€	-10€	250€	547€	1,58 años
Potencia individual 2 Kw	3.036€	1.307€	1.729€	577€	-20€	250€	807€	2,14 años
Potencia individual 3 Kw	4.555€	1.961€	2.593€	705€	-31€	250€	924€	2,81 años

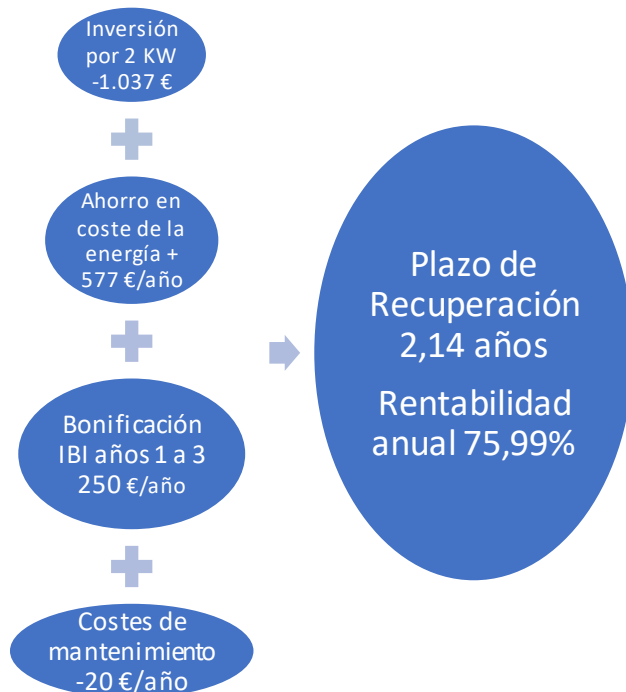
Ahorros estimados por potencia	1.298,61 €
Disminución de costes total	17.571,74 €
Retorno inversión (años)	4,02 años

La bonificación del IBI es debida a una deducción que establece el ayuntamiento de Sevilla para estas inversiones. La cuantía de la bonificación es del 50% los primeros tres años, y del 30% hasta llegar a los 30 años de bonificación. Esta bonificación no requiere una potencia mínima instalada.

Los plazos de recuperación oscilan entre 1,58 años y 2,81 años según la potencia asumida por cada vecino, entre 1 y 3 KW. No hemos induido en dichos cálculos la deducción fiscal en el IRPF del 40% que se acaba de aprobar, en cuyo caso los números serían sustancialmente mejores.

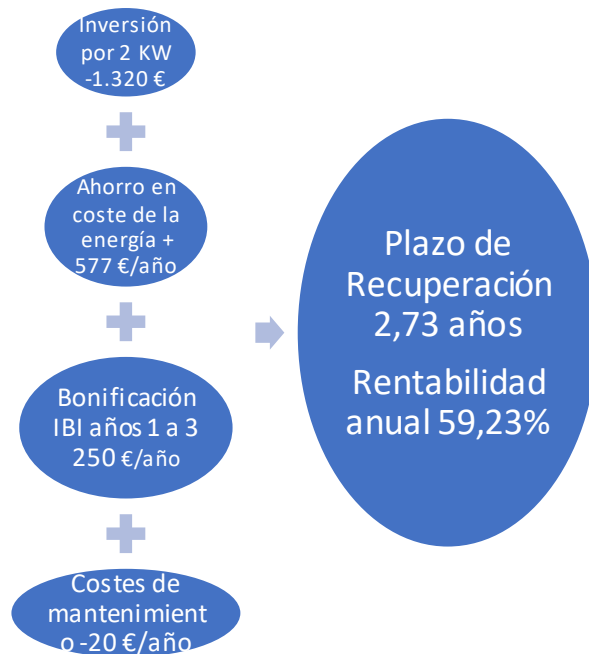
La rentabilidad se calcula en la siguiente tabla. En este caso, ya hemos induido la deducción fiscal en IRPF mencionada. Mostramos solo seis años, aunque se han induido 25 de garantía de placas para su cálculo. Los números son diferentes a partir del cuarto año debido a la modificación en la bonificación del IBI.

Potencia individual 2 Kw	año 0	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5	año 6
Inversión tras deducción fiscal IRPF	-1.037,32€						
Ahorro total		806,64€	806,64€	806,64€	706,64€	706,64€	706,64€
Disminución total de costes con deducción IRPF	-1.037,32€	806,64€	806,64€	806,64€	706,64€	706,64€	706,64€
Rentabilidad anual	75,99%						



Instalación en residencia unifamiliar (casa)

Los datos y números de una casa unifamiliar son similares en cuanto a potencia instalada, incentivos, bonificaciones y deducciones fiscales a los del edificio residencial. La única diferencia es que la inversión es mayor debido a las economías de escala que proporciona el edificio, especialmente con la mano de obra. La inversión unitaria por KW instalado se encuentra alrededor de 2.000 euros (IVA incluido). Unos 1.000-1.100 euros cada KW tras los incentivos. De este modo pasamos a plazos de recuperación entre 2 y 3,5 años, sin incluir las deducciones fiscales en IRPF. Las rentabilidades se reducen un poco en consecuencia, pero siguen siendo muy interesantes.



La innovación financiera

Este proceso disruptivo requerirá inversiones importantes, acompañando el intenso crecimiento esperado. Cualquier proyección que hagan, por prudente que sea, implica cifras de muchos billones de euros solo en fotovoltaica⁸.

En muchos casos, las decisiones de inversión sostenibles descansan en el propio consumidor de energía, que es quien debe decidir acerca de su realización cuando se trata de sus instalaciones, y no es habitual que sea una de sus prioridades de inversión. También hay restricciones de recursos o limitaciones para el endeudamiento. No es la única barrera, pero de perfil financiero es la más importante, y es en la solución a esta barrera donde se han producido avances innovadores. Este proceso innovador en financiación del cambio energético ha sido calificado como uno de los veinte que más contribuirá a cambiar el mundo en pocos años en un artículo de la revista Scientific American⁹. No obstante, sin perder carácter la innovación, la evolución de la política monetaria por parte de los Bancos Centrales y la nueva regulación bancaria respecto del marco ESG, han facilitado y abaratado enormemente el crédito bancario con estos fines.

⁸ Según datos de IRENA, la inversión en fotovoltaica en 2017 fue de 160,8 billones (americanos) de dólares. El precio medio de una instalación fotovoltaica en 2017 fue de 1.388 \$/Kw. El precio medio viene bajando, pero la capacidad instalada crece a ritmos medios anuales superiores al 40%.

⁹ Mims, Christopher et al, "World Changing Ideas: 20 ways to build a cleaner, healthier, smarter world", Scientific American. www.scientificamerican.com/article/world-changing-ideas/.

Básicamente, la innovación financiera suele incluir todas o algunas de las siguientes características para facilitar el cambio¹⁰:

1. No exigir al propietario utilización de sus propios recursos o de su capacidad de endeudamiento. Los desarrollos “fuera de balance” dan una respuesta efectiva. La propiedad de los activos energéticos queda en manos de un tercero, que cobra por un servicio o por un suministro energético, o por el alquiler de los activos energéticos. Hay pagos comprometidos, pero no suponen deuda para el titular. Obviamente, el tercero que realiza la inversión requerirá una remuneración adaptada a los riesgos asumidos, que no será importante dado que los riesgos no son relevantes.

2. Tras la mejora debe existir un ahorro energético en euros y en KWh. Esto es posible por eficiencia (menor consumo) o por menor coste unitario del consumo.

3. Los pagos comprometidos deben ser inferiores al ahorro en euros. Con ello se consigue ofrecer un atractivo al propietario, que queda con una parte del ahorro desde inicio y con todo al finalizar el contrato.

4. Los pagos deben contar con suficiente fuerza ejecutiva para garantizar el cobro, máxime teniendo en cuenta que se trata de contratos a largo plazo.

5. El pago comprometido es especialmente sensible al coste de la financiación. Innovaciones que permitan reducir este coste aportan mucho valor.

La innovación financiera aprovecha las prácticas que ya son una realidad, y las adapta a la disrupción energética. La titulación tendrá un rol muy activo en la financiación de las energías limpias, pero su integración requiere de mecanismos innovadores adaptados. A continuación, mencionamos algunos de los desarrollos y experiencias innovadoras internacionales actualmente existentes.

Deuda y bonos verdes

Obviamente es la primera opción reconocible. Es universal, conocida, cercana y la más barata. Pero cuidado con la deuda, no toda cabe y le puede resultar un quebradero de cabeza. En los últimos años han proliferado las emisiones de bonos verdes, denominados así por el fin último de estos recursos, destinados a proyectos con una contribución específica a objetivos ESG.

Retomemos el caso de la instalación fotovoltaica en el edificio mencionado anteriormente, y supongamos que se financia el 100% de dicha instalación con deuda, seis años de vencimiento, cuotas anuales y tipo de interés nominal del 4%. El resumen es: el titular no tendría que recurrir a sus propios recursos para la inversión, no invertiría nada de sus propios recursos, obteniendo una deducción fiscal en el IRPF de 691 € por los dos KW de potencia, y obteniendo un ahorro neto de 227 euros los primeros años, y de 707 euros una vez amortizada la deuda. Todo ello sin implicar recursos propios para la inversión, y con un ahorro que depende de disminuciones de costes por generación de electricidad por luz solar, y de bonificaciones y deducciones fiscales, no de mercados financieros.

Intereses	4%							
Vencimiento	6,00 años							
Cuota anual	-579,22 €							
Potencia individual 2 Kw	año 0	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5	año 6	año 7
Inversión	0,00 €							
Ahorro	691,54 €	806,64 €	806,64 €	806,64 €	706,64 €	706,64 €	706,64 €	706,64 €
Cuota préstamo		-579,22 €	-579,22 €	-579,22 €	-579,22 €	-579,22 €	-579,22 €	-579,22 €

¹⁰ No incluimos como innovación la nueva regulación sobre ESG respecto de entidades de crédito.

Ahorro neto	691,54€	227,42€	227,42€	227,42€	127,42€	127,42€	127,42€	706,64€
-------------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------

Los Contratos EPC (Energy Performance Contract)

Los desarrollan Empresas de Servicios Energéticos (ESE), y proporcionan servicios energéticos en las instalaciones de un usuario, afrontando cierto grado de riesgo económico al hacerlo, y siempre que el pago de los servicios se base en parte o totalmente en la obtención de ahorros de energía.

El cliente, titular de las instalaciones, ni invierte ni se endeuda (es financiación fuera de balance), cuenta con un ahorro garantizado y los pagos están vinculados a este ahorro. Para todo ello, es muy importante el dausulado de los contratos y los riesgos asumidos por las partes. Debe quedar establecido que la propiedad y los riesgos técnicos y de valor de activos son asumidos por la empresa que presta el servicio.

Los contratos EPC no han tenido hasta el presente el éxito que inicialmente se podría esperar. Hace escasos años se ha producido la aprobación por parte de Eurostat de una “nota de orientación” para adajar los procedimientos e implicaciones contables de estos contratos para la administración pública, y aumenta significativamente las posibilidades de que los organismos públicos puedan utilizarlos, sin que deban ser registrados como deuda. La nota de orientación de Eurostat está en línea con el tercer pilar del Plan Juncker que tenía como objetivo eliminar las barreras regulatorias a la inversión. La generalización de inversiones mediante contratos EPC en instalaciones públicas debería ser una referencia de impulso de estos contratos en el sector privado, dinamizando el tejido PYME de empresas instaladoras y de construcción.

Los contratos PPA

Los contratos de venta de energía (Power Purchase Agreement, PPA) crecen mucho, y es de esperar una mayor extensión en los próximos años. Se adaptan muy bien a los proyectos de energías renovables, y son válidos para cualquier tipo de energía final demandada.

En estos contratos el cliente ni invierte ni se endeuda (fuera de balance), y debe proporcionar un ahorro, pero sin garantía de rendimiento, a diferencia de lo que ocurre en los contratos EPC. El cliente se limita a pagar por una energía consumida a unos precios cerrados durante un plazo establecido. El precio acordado es el que permite obtener una rentabilidad buscada para la planta de generación. Por ello, los precios acordados están descorrelacionados con los precios mayoristas de esa energía, y no sujetos a la volatilidad del mercado.

Estos contratos pueden desarrollarse sobre plantas en las instalaciones del cliente o cercanas (PPA físico) o en una planta distante de ellas, vendiendo la energía a mercado mayorista, pero con contratos de cobertura entre las partes que mitiguen la diferencia entre el precio de mercado y el precio de contrato PPA (PPA financiero). Los PPA pueden ser válidos para cualquier tamaño de planta y cualquier perfil de cliente final.

Ofrecen precios estables a largo plazo, con la consiguiente ventaja en términos de reducción de incertidumbre y riesgos para comprador y vendedor de energía. También facilitan la financiación bancaria de las renovables, al ofrecer estabilidad en la generación de caja, y no estar sujeta a la volatilidad de precios del mercado eléctrico.

Puede ser una buena opción para usted si lo que desea es simplemente garantizarse un menor precio por la energía que consume, pero no desea o encuentra limitaciones para realizar la inversión.

On Tax Financing (OTF) y On Bill Financing (OBF)

Son alternativas que facilitan que los pagos de la financiación se realicen a través de alguna figura impositiva (On Tax), o de la factura de agua o electricidad (On Bill). De esta forma, se consigue reducir el riesgo de impago de los servicios ya que en ambos casos la morosidad es muy baja, y cuenta con un fuerte carácter garantista y ejecutivo. Es de interés para la rehabilitación energética de los edificios residenciales e instalaciones de muchas PYMES, donde el riesgo de impago es más elevado, y también la necesidad de estandarizar procesos por el pequeño tamaño de los proyectos.

Ya existen programas operativos OTFu OBF. La mejor referencia de éxito OTF es el programa PACE (Property Assessed Clean Energy), creado en California en el año 2008, y extendido a diversos Estados de los EEUU. En mayo de 2017, contabilizaba 148.000 hogares rehabilitados, 40.000 empleos creados y una inversión privada generada por valor de 4.000 millones de dólares.

La implementación del programa PACE requirió el desarrollo de un marco legal específico, mediante el cual la administración local presta su colaboración a fin de financiar la mejora de viviendas y comercios con fondos privados. La financiación queda vinculada a la propiedad, la Administración recauda los pagos a través del impuesto sobre la propiedad y los devuelve a los fondos privados. Durante unos años el inmueble queda gravado con la obligación de devolver capital e intereses. Si la propiedad es vendida la obligación de abonar el gravamen sigue vinculada a ella, y es el nuevo propietario el que responde del pago.

Desde el punto de vista financiero, el programa PACE es altamente eficiente y escalable. Su éxito se basa en:

- Utilización de una garantía real e implementación del cobro a través del impuesto sobre los bienes inmuebles. Esta mejora crediticia facilita acceso al crédito a perfiles de solvencia de otro modo rechazables, a largo plazo (hasta 20 años) y costes reducidos.
- Utilización de un sistema para el cobro ya existente: el del cobro del impuesto a la propiedad. Las sinergias permiten ahorros importantes para mantener bajo el coste de la financiación.
- Evaluación de los proyectos por un equipo técnico independiente con criterios ajustados a unos estándares predefinidos. Cada programa PACE define el tipo de actuaciones que puede financiar. Este modelo transmite seguridad y confianza a todos los intervinientes
- Permite abordar diferentes retos sociales de gran relevancia.
- Permite dinamizar el mercado laboral local. Se estima que por cada millón de euros invertidos en rehabilitación se generan 18 empleos estables en un renovado e innovador sector de la construcción.

Utilización de vehículos de inversión con deducciones fiscales: REIT, MLP Y SOCIMI

En abril de 2013 Hannon Armstrong Sustainable Infrastructure Capital INC salió a bolsa (NYSE: HASI) a través de una OPV en la que captó 155,4 millones de dólares. La única peculiaridad de esta OPV es que HASI es un REIT, dedicado a invertir en energías limpias. La consideración de una planta de generación renovable como un activo inmobiliario elegible para su integración en un REIT requiere la aprobación de Hacienda, dadas sus ventajas fiscales. Esta aprobación a HASI en EEUU le permitió acceder a inversores en un mercado de más 630.000 millones de dólares. Si la elegibilidad de las plantas de generación renovable se generalizara a otros REIT contaríamos con un instrumento valiosísimo para realizar inversiones a largo plazo, con costes de capital reducidos por la seguridad y atractivo fiscal de los REIT.

En EEUU también existe la figura de las MLP's, que son las que han permitido el auge en el sector del petróleo y gas en EEUU a inicios de los años 2.000. Al igual que sucede con los REIT si se admitiera la extensión de sus actividades de las energías fósiles a las renovables facilitaría el acceso a inversores en un mercado billonario, y permitiría reducir sustancialmente el coste de capital de los proyectos.

En España contamos con las SOCIMIs. Se trata de un perfil similar al de los REIT, que podríamos utilizar para invertir en plantas de renovables y daríamos un paso relevante para acceder masivamente a los inversores en los mercados de capitales, reduciendo significativamente el coste de capital en proyectos energéticos.

Las finanzas colaborativas y el crowdfunding

Hasta el presente el mundo energético, y también el financiero, lo representan pocas y grandes compañías con una cuota de mercado significativa y procesos centralizados. En la economía colaborativa, los individuos participan en la generación, transmisión y almacenamiento de sus propias necesidades energéticas, y las de su comunidad. Es el comienzo de un proceso descentralizado, de generación distribuida. En las finanzas participativas los propios individuos invierten en activos energéticos que ellos o su comunidad utilizarán. Permite a los individuos invertir en los proyectos, y hacerles partícipes del proceso disruptivo.

La energía y las finanzas participativas pueden ir de la mano. Ya existen realidades exitosas en el mundo que demuestran el rol que puede jugar el crowdfunding, permitiendo a los individuos acceder a rentabilidades atractivas, a la par que hacerles partícipes del proceso disruptivo de las energías limpias.

Green Revolving Fund (GRF)

Se trata de fondos destinados a actuaciones de mejora energética en un único destinatario final, gran consumidor de energía y con muchos inmuebles. Es un patrimonio independiente, fuera de balance del destinatario de las medidas, que cuenta con un compromiso de reinvertir en las instalaciones del destinatario todo o parte de los pagos obtenidos como consecuencia de los ahorros previos (revolving). El GRF no es solo una forma de financiar, también de cuantificar y comunicar los logros de una mejora permanente y sostenible en sus edificios.

En EEUU cuentan con el apoyo de una asociación sin ánimo de lucro, “The Billion Dollar Green Challenge”, que proporciona una asistencia a los GRF desde su inicio y en todo su desarrollo operativo y financiero. Actualmente cuenta con más de 50 Fondos operativos para desarrollar actuaciones, fundamentalmente en Universidades y municipalidades. En Europa no existe ninguna referencia de GRF, pero puede ser una fórmula para utilizar en aquellos titulares de edificios con muchas propiedades, públicos y privados.