



## **FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES**

### **DOBLE GRADO EN DERECHO Y ADMINISTRACIÓN Y DIRECCIÓN DE EMPRESAS**

#### **Inversión en energía solar fotovoltaica: aspectos financieros, marco regulatorio en España y derecho comparado.**

Trabajo Fin de Grado presentado por María Dolores Cabezuelo Torres, siendo el tutor del mismo el profesor Juan Ignacio Contreras Mora.

Vº. Bº. del Tutor:

Alumna:

D. Juan Ignacio Contreras Mora

D. María Dolores Cabezuelo Torres

Sevilla, Junio de 2018





**FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES**  
**DOBLE GRADO EN DERECHO Y ADMINISTRACIÓN Y DIRECCIÓN DE**  
**EMPRESAS**

**TRABAJO FIN DE GRADO**  
**CURSO ACADÉMICO [2017-2018]**

**TÍTULO: Inversión en energía solar fotovoltaica: aspectos financieros, marco regulatorio en España y derecho comparado.**

**AUTOR: MARÍA DOLORES CABEZUELO TORRES**

**TUTOR: JUAN IGNACIO CONTRERAS MORA**

**DEPARTAMENTO: Economía Financiera y Dirección de Operaciones**

**ÁREA DE CONOCIMIENTO: ECONOMIA FINANCIERA Y CONTABILIDAD**

**RESUMEN:**

El éxito de la inversión en energías renovables depende de una gran variedad de factores, uno de los más importantes es el marco regulatorio del lugar en el que queremos llevar a cabo la inversión. Este trabajo describe a grandes rasgos algunos de los factores clave de éxito en inversión en energía solar fotovoltaica, en particular centrado sobre todo en la regulación española y derecho comparado con algunos modelos de éxito. Se estudian modelos como los Feed-in Tariff, subastas de electricidad, PPA, subvenciones, impuestos, etc. Se lleva a cabo un recorrido por la evolución de la regulación en España del sector eléctrico, desde 1994 hasta la actualidad, distinguiendo los distintos mecanismos empleados, y encuadrado dentro de las directrices marcadas por la Unión Europea. Finalmente, se desarrolla el marco legislativo de países como Alemania o EEUU, que cuentan con sistemas avanzados y consolidados, diferentes del marco español.

**TÉRMINOS CLAVE:**

Inversión sostenible; energía solar fotovoltaica; financiación; regulación; derecho comparado.



## ÍNDICE

---

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>FACTORES CLAVE DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍAS RENOVABLES</b>	
	<b>11</b>	
2.1	Recursos naturales .....	11
2.2	Sistema financiero.....	12
2.3	Factores políticos, económicos y sociales .....	12
2.4	El acceso a la tecnología.....	12
2.5	La infraestructura de transporte y las barreras administrativas.....	13
2.6	Financiación y regulación .....	13
<b>3</b>	<b>MARCO REGULATORIO EN ESPAÑA Y DERECHO COMPARADO</b> .....	<b>23</b>
3.1	Europa .....	23
3.2	La regulación en España .....	25
3.2.1	Evolución normativa: Feed-in Tariffs.....	25
3.2.2	La regulación del autoconsumo .....	30
3.2.3	Regulación de venta directa de energía FV .....	33
3.2.4	Perspectivas de futuro.....	34
3.3	La regulación del autoconsumo en otros países.....	35
3.3.1	Caso de éxito: Alemania.....	35
3.3.2	EEUU, en particular el caso de California .....	38
3.3.3	El caso de Chipre .....	43
<b>4</b>	<b>CONCLUSIÓN</b> .....	<b>45</b>
<b>5</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>47</b>



## Relación de Figuras

---

Figura 1. Evolución del coste medio global para tecnologías seleccionadas.....	8
Figura 2. Producción neta total de electricidad.....	9
Figura 3. Consumo final de electricidad por sectores en países de la OECD.....	10
Figura 4. Ilustración explicativa del funcionamiento de un PPA financiero y contrato por diferencias.....	18
Figura 5. Diferencia entre PPA físico y PPA financiero.....	19
Figura 6. Esquemas de retribución de la energía vertida a la red por instalaciones de autoconsumo.....	35
Figura 7. Evolución del coste de sistemas fotovoltaicos instalados en tejados con potencia menor de 10 kW en Alemania y capacidad instalada.....	37
Figura 8. Propiedad de la potencia instalada de generación eléctrica renovable en Alemania...	38
Figura 9. Evolución de la potencia total instalada en California.....	39
Figura 10. Propiedad de las instalaciones de autoconsumo.....	41
Figura 11. Propiedad de las instalaciones de autoconsumo instaladas anualmente en California en el sector residencial.....	42
Figura 12. Propiedad de las instalaciones de autoconsumo instaladas anualmente en California en los sectores comercial e industrial.....	42





## 1 INTRODUCCIÓN

Se hace indispensable en nuestros días pensar en técnicas más competitivas y más favorables al medioambiente de crear energía. Por todos es sabido que se trata de un tema altamente actual y debatido, sin embargo, todo suele quedar en meras declaraciones de intenciones, en palabras bonitas y en abstracciones. Este trabajo tiene el objetivo de crear el marco teórico y legislativo, mediante el análisis de diversas fuentes: artículos científicos; artículos de prensa; libros y manuales sobre el asunto; conferencias; seminarios; leyes. Sobre todo, trata de resaltar la importancia que tienen las energías renovables y cómo pueden las mismas suponer una ventaja competitiva para quien apuesta por ellas.

“Las energías renovables son fuentes de energía limpias, inagotables y crecientemente competitivas. Se diferencian de los combustibles fósiles principalmente en su diversidad, abundancia y potencial” (Acciona, 2015)

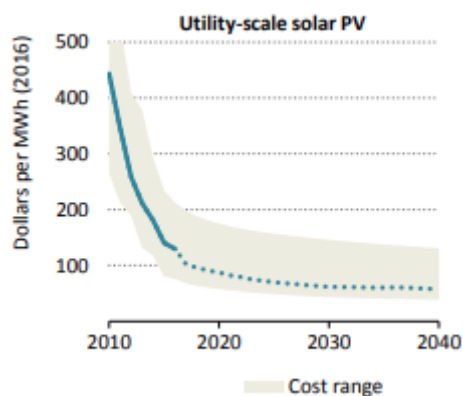
La importancia de la inversión en energías renovables es creciente por diversos motivos, entre ellos, aporta una gran ventaja competitiva, por la reducción en costes que permite alcanzar y por la imagen social y corporativa que aporta, hecho que hace cada vez más llamativo al sector. La tecnología energética que más ha reducido los costes es la energía solar fotovoltaica, cuyos costes de generación de energía han disminuido en la última década un 70%. (International Energy Agency, 2017). Por ello, vamos a tomar como objeto del presente trabajo, este tipo de tecnología energética. Por eso y porque creemos que podría experimentar una expansión considerable en los próximos años en España, uno de los países con más horas de sol aprovechables. Además, supone una innovadora oportunidad de negocio para los players del mercado, surgiendo numerosas posibilidades.

(Muñoz Fernández, 2017) La inversión socialmente responsable trata de considerar cuestiones sociales, ambientales y éticas en el procedimiento de inversión, sin dejar de perseguir la obtención de beneficios.

Los precios de la energía han disminuido a través del tiempo, la civilización que hoy conocemos encuentra sus cimientos en los avances de la energía. El carbón impuso la revolución industrial, ahora las energías renovables deben establecer la civilización que conocerán las generaciones futuras. Sin embargo, las energías renovables se enfrentan

a grandes retos y desafíos, porque se necesitan miles de metros cuadrados de plantas de energía renovable, puesto que las técnicas de almacenamiento no se encuentran muy desarrolladas hoy en día. ¿Qué hacer para remediarlo? Investigar. Pero se necesita financiación para ello, lo que el mundo necesita no es que los gobiernos discutan sobre la reducción del CO<sub>2</sub>, lo que es realmente importante es buscar la financiación para investigar y mejorar estas tecnologías. (Gates, 2010)

El coste medio de la electricidad generada por proyectos de paneles solares fotovoltaicos bajó un 70% desde 2010 a 2016. Además, las proyecciones de futuro indican que dicho indicador se reducirá en un 60% adicional de aquí a 2040. (International Energy Agency, 2017)



#### 1. Figura 1. Evolución del coste medio global para tecnologías seleccionadas.

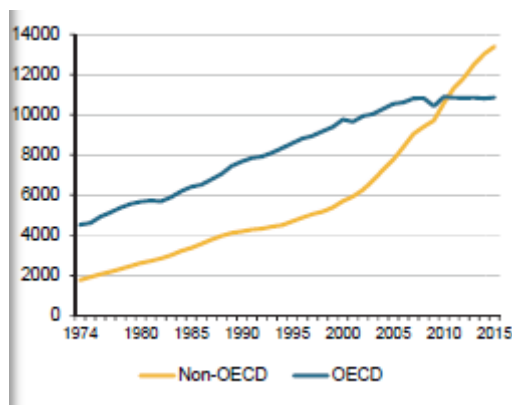
Crecimiento sostenible significa desarrollo que pretende satisfacer las necesidades de la sociedad sin comprometer la posible generación futura de recursos, de forma que las futuras generaciones sean capaces de colmar estas necesidades. Es responsabilidad de diversos ámbitos conseguir este objetivo, entre otros, del sistema financiero. Las finanzas son una herramienta fundamental en esta tarea, es más, es una responsabilidad social, ya que no se puede perder de vista la enorme influencia que estas tienen en nuestras vidas. Para que la inversión sea sostenible debe cumplir tres requisitos: (Ochoa Berganza, 2013)

- Económicamente viable
- Socialmente beneficiosa
- Ambientalmente responsable

Las energías renovables son la clave para combatir el cambio climático. La energía renovable es generada por recursos de la naturaleza que nunca se agotan. Tiene muchos beneficios, pero también encontramos algunas desventajas: supone un estorbo

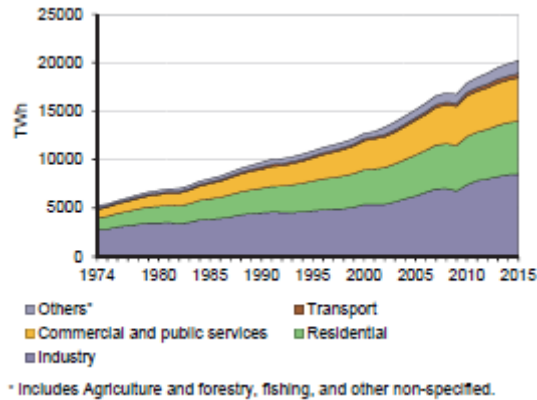
para la vida salvaje de los animales y para los patrones de migración; además, la energía es intermitente, porque solo generan energía cuando el sol brilla o cuando hay viento. Se generan muchos retos en este ámbito. (National Geographic, 2017)

Uno de los retos a enfrentar en nuestros días es conseguir un sistema de energía más limpio, más eficiente y menos dependiente, ya que los combustibles fósiles no son inagotables. La electricidad resulta ser factor clave en la transición energética, puesto que su demanda se ha disparado, ha ganado popularidad y se ha ido introduciendo en diversas necesidades: generación de calor, de frío, sector transportes, sectores industriales, así como la penetración creciente en el ámbito doméstico. Además, desde la perspectiva de la producción, admite la generación de energía con mecanismos renovables. Por todas estas razones, la electricidad parece ser mecanismo decisivo para el crecimiento del uso de energías renovables. (Atienza Serna, 2008)



**2. Figura 2. Producción neta total de electricidad. Fuente: International Energy Agency**

Entre 1974 y 2015, la producción neta de electricidad se incrementó desde 6287 TWh hasta 24345 TWh, lo que supone un crecimiento medio anual de 3,4%



**3. Figura 3. Consumo final de electricidad por sectores en países de la OECD. Fuente: International Energy Agency**

Gran parte del crecimiento en el consumo de electricidad en los países de la OECD desde 1974 ha tenido lugar en los sectores residencial, comercial y público. Tiene un gran peso también el sector industrial. La industria siempre ha tenido un peso muy elevado, sin embargo, la reestructuración de las economías de la OECD y las mejoras en la eficiencia han hecho que los ratios de crecimiento sean menores en el sector industrial, en comparación con los sectores residencial, comercial y público.

## **2 FACTORES CLAVE DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍAS RENOVABLES**

Son diversos los factores que intervienen en la consecución con éxito de proyectos de inversión en energías renovables. El marco regulatorio es de vital importancia, pero no es el único, han de tenerse en cuenta también los condicionantes que plantean los recursos naturales empleados, el sistema financiero, componentes sociales, económicos y políticos, el desarrollo de la tecnología e infraestructuras, así como la infraestructura de transporte y las barreras administrativas. (Morales Plaza, 2012)

Vamos a pasar a analizar uno a uno estos factores que son considerados fundamentales y que han de tenerse en cuenta para llevar a cabo cualquier proyecto de inversión en energía renovable.

### **2.1 Recursos naturales**

El requisito mínimo que debe existir es que la naturaleza nos ofrezca recursos: viento, sol, etc. Es imprescindible la calidad, intensidad y cantidad de recurso a explotar. Sin embargo, ha quedado demostrado que no tiene por qué constituir el factor determinante del éxito. Muchos países líderes en el sector no están dotados de recursos naturales de una manera muy destacada, es el ejemplo de China y Alemania, donde el sector fotovoltaico se encuentra muy avanzado, y precisamente no hablamos de países caracterizados por las horas de sol que reciben. Como contrapunto, en España los niveles de viento tampoco son los óptimos, y sin embargo, es una de las potencias en capacidad eólica instalada.

Países dotados con cantidades más que suficientes de recursos naturales, tales como Oriente Medio o África, donde el sol brilla durante más horas, no se han desarrollado proyectos de paneles fotovoltaicos. Sin duda, la dotación de recursos naturales es condición sine qua non para que se pueda generar energía renovable, pero no es determinante. Como veremos en los próximos apartados, la existencia de recursos naturales ha de ir estrechamente unida a los siguientes factores.

## **2.2 Sistema financiero**

La mayor parte de proyectos de inversión en estas tecnologías están financiadas en su mayoría por deuda. Los niveles de apalancamiento se sitúan en torno al 60-80%, lo que quiere decir que la concesión de créditos se hace indispensable para poder llevar a cabo este tipo de proyectos. La inversión inicial suele ser muy elevada, por este motivo los inversores privados suelen acudir a la banca.

Es imprescindible que el sistema financiero sea sólido, maduro y cimentado bajo principios de confianza, estabilidad, seguridad y sensatez.

Hay autores que realizan afirmaciones tales como: “la financiación tiene un impacto más inmediato sobre los mercados de energía solar que la investigación en nuevas tecnologías o las reducciones de costes en la fabricación de equipos” (Eckhart, 1999)

En el mismo sentido, se hacía latente en los años de la crisis que la inversión en energías renovables disminuyó notablemente, por la reducción de concesión de financiación (International Energy Agency, 2017)

A pesar de llegar a la conclusión de que el sistema financiero juega un papel crucial en este ámbito, al igual que ocurría con los recursos naturales, no es condición definitiva o única para el buen funcionamiento de los proyectos. Aún falta coordinarlo con los siguientes factores.

## **2.3 Factores políticos, económicos y sociales**

Es importante contar con una sociedad concienciada y decidida a colaborar. En muchas ocasiones, la energía generada por fuentes renovables resulta ser más cara que la energía generada con combustibles fósiles por ejemplo. El éxito entonces, depende de la preocupación social sobre el problema, de la toma de conciencia de los ciudadanos, de las ganas de colaborar y de las políticas de fomento que se lleven a cabo.

Una sociedad que entienda que el sacrificio de hoy es riqueza para mañana, será una sociedad exitosa, en coordinación con el resto de factores.

## **2.4 El acceso a la tecnología**

La infraestructura e instalaciones deben ser propicias para que se lleven a cabo los proyectos. De hecho, la investigación y el desarrollo constituyen puntos clave. Los cimientos de todo ello se encuentran en el capital humano, en los conocimientos, en cómo estos fluyen.

## **2.5 La infraestructura de transporte y las barreras administrativas**

El sistema administrativo ha de ser eficaz y transparente. Las autorizaciones, declaraciones de impacto ambiental y licencias no deben ser barreras arquitectónicas para llevar a cabo este tipo de proyectos. Obviamente deben existir para asegurar la seguridad y para medir el impacto ambiental.

Además, es fundamental que la red de transporte del país sea gestionada con estabilidad y seguridad. Como ya adelantamos, uno de los retos a los que se enfrenta el sector eléctrico es el almacenamiento de energía. Hoy en día las baterías de almacenamiento de electricidad cuentan con poca capacidad, y esto hace necesario que haya algún organismo que se encargue de equilibrar el sistema, realizando predicciones de consumo e igualándolas a la producción de energía en las centrales. En España, el encargado de ello es Red Eléctrica S.A, que se encarga también de realizar el transporte de electricidad, así como de su mantenimiento.

## **2.6 Financiación y regulación**

Es fundamental que el inversor conozca e investigue las condiciones bajo las que se va a desarrollar el proyecto. El sistema de apoyo varía en cada país, dependiendo del régimen regulatorio establecido. Pasaremos a analizar regulación de diversos países en el siguiente capítulo.

Los marcos regulatorios más extendidos globalmente se pueden agrupar en tres, con muchas peculiaridades y matices en cada país, que pasaremos a analizar en el siguiente apartado. A grandes rasgos podemos diferenciar: (Morales Plaza, 2012)

- Establecimiento de tarifas fijadas y aseguradas por el Estado, el denominado Feed-in tariff (FiTs en adelante). Se trata de un precio determinado para cada unidad de electricidad generada por una planta solar fotovoltaica, pagada a través de un contrato a largo plazo (10-25 años). Normalmente, se combina la fijación de este precio con acceso preferente a la red y otros términos favorables. El precio intenta cubrir el coste de la generación de energía renovable, que suele ser mayor que los sistemas de generación convencionales, además de permitir que el propietario obtenga un margen considerable que le permita percibir un retorno proporcional al riesgo que asume. Los FiTs constituyen el instrumento más tradicional de estimular la inversión en estas tecnologías, jugaron un papel crucial en la estimulación de las etapas más tempranas del crecimiento de la energía solar fotovoltaica, especialmente en Europa y Japón. FiTs protegen un

proyecto fotovoltaico de la competitividad y de las fluctuaciones de los precios del mercado, creando un entorno estable para la generación de ingresos. Sin embargo, hay que ser cautos en este asunto. Hay que observar y estudiar si el mecanismo es sostenible, por ejemplo, si el marco regulatorio establece que los costes incrementales serán recuperados a través de la factura de energía de los consumidores, será un sistema sostenible y con bajo riesgo. Los países que adoptaron este sistema muy pronto, en un momento en el que los costes eran aún muy elevados, tuvieron que absorber unos costes incrementales muy sustanciales asumidos por los consumidores finales y por el sistema fiscal del país. En el momento en que los costes de estos proyectos disminuyeron (2010-2014) estos países se vieron obligados a revisar los FiTs, pero lo hicieron con carácter retroactivo, afectado a plantas que ya estaban construidas. (Es el caso de España, Bulgaria o Grecia)

A pesar de que el coste por kWh de energía solar fotovoltaica ha disminuido notablemente y continúa haciéndolo, todavía se requiere incentivos financieros directos o indirectos, con el objetivo de incrementar el atractivo de estos proyectos, de forma que, además, se alcancen objetivos de producción de energía renovable fijadas por los gobiernos. (International Finance Corporation, World Bank Group, 2015):

- Instrumentos basados en el mercado: los instrumentos de mercado van acompañados de mecanismos basados en la cantidad como carteras estándar de renovables o cuotas obligatorias. Suponen la creación de un crédito/certificado, que puede ser comercializado en el mercado. Estos sistemas son adecuados para tecnologías desarrolladas y sectores altamente competitivos. Requiere de una gran sofisticación por parte del legislador y de las empresas envueltas. Las cuotas requieren que los vendedores de electricidad generen o compren una parte de la electricidad que ofrecen procedente de energías renovables. Como ya hemos adelantado, estas cuotas pueden ser alcanzadas por la compañía generándola ella misma o comprándola de otros participantes del mercado, conocidos como Créditos de Energías Renovables, Certificados de Obligación Renovable y Certificados Verdes comerciables. El Gobierno establece una cuota obligatoria de oferta de energía renovable, que los vendedores de electricidad están obligados a alcanzar dentro de un período de tiempo. Por ejemplo, una planta solar fotovoltaica genera un determinado volumen de energía, que será premiado con un Certificado Verde. Estos certificados se pueden comerciar en el mercado, independientemente del



comercio de electricidad. Establecer una cuota que se incrementa con el tiempo, la demanda de certificados se incrementa a su vez, provocando que el mercado genere más certificados a través de la inversión en energías renovables. Por otro lado, es necesario que este mecanismo vaya acompañado de un sistema de penalizaciones a los operadores que incumplen la cuota, que deben ser considerablemente superiores al valor de los certificados. Estos sistemas son populares en EEUU o Reino Unido. Los mecanismos basados en el mercado representan significativamente más riesgo para los inversores que otros incentivos. Los bancos están dispuestos a descontar el valor potencial de estos créditos si son vendidos a un operador solvente.

- Subastas públicas para productores de energía independientes. Los propulsores del proyecto plantear una oferta para tener la oportunidad de construir su proyecto. El precio que el Estado paga a la empresa que gana la subasta viene determinado competitivamente, es decir, la empresa realiza la oferta estableciendo el precio que espera obtener por generar energía solar. El Estado demanda un volumen de capacidad expresada en MW, y puede limitarlos a proyectos de un determinado tamaño, en ciertas regiones y para determinadas tecnologías. La empresa desarrolladora de la tecnología debe demostrar que cumple los criterios establecidos y que tiene la habilidad para financiar el proyecto y para llevarlo a cabo. El Estado seleccionará a la empresa, o empresas (si una no cubre toda la demanda) que haya ofrecido su proyecto a menor precio. El proceso finaliza con la firma de un contrato de compraventa de energía (PPA) basado en la tarifa predefinida por un periodo de tiempo (más adelante analizamos los PPA). Trataremos de ilustrarlo con un ejemplo reciente: la última subasta que ha realizado el Gobierno de España. Según el BOE estamos ante una "subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable". El Gobierno estaría, por tanto, subastando un volumen de potencia, a la que se presentan empresas productoras de energía que ofertan una cantidad de MW. El objetivo de la subasta sería entonces, otorgar una ayuda a la potencia instalada y no a la energía generada. Cada productor de energía fija un precio, dado por la cantidad de ayuda a la que estaría dispuesto a renunciar para llevar a cabo su proyecto. Por este motivo, al final el precio acabaría siendo cero, lo que tiene de atractivo de participar en una subaste es que el Ministerio garantiza un precio fijo por la venta de energía en el mercado. El Gobierno evalúa las propuestas presentadas y adjudica los MW. (Fernández, 2017)

- Incentivos fiscales. Por ejemplo, créditos fiscales para gastos de capital, IVA reducido, Impuesto de Sociedades reducido, bonificaciones, exenciones, depreciación acelerada o normas más laxas en materia de cambio de divisas o participación de una entidad pública en el equity. Pueden ser usados por el propietario del proyecto para compensar costes de capital o beneficios, o reducir impuestos específicos como el IVA o impuestos de importación. La amortización acelerada de los proyectos es otra opción para atenuar los altos costes de capital.
- Préstamos bonificados, con tipos de interés por debajo de los de mercado, plazos más prolongados o riesgo compartido. Estos préstamos típicamente están disponibles para un volumen bajo de proyectos que cumplan determinados criterios, y suelen ir acompañados de otros incentivos como FiTs.
- Subvenciones de capital públicas. Se dan modalidades: subvenciones fijas por MW o como porcentaje del coste de capital. Esta opción fue usada en las etapas más tempranas del desarrollo fotovoltaico, una vez que el sector ha madurado, se ha hecho más innecesario y más extraño.
- Políticas que garantizan y facilitan la conexión y el acceso de las plantas fotovoltaicas a la red son muy importantes para la viabilidad de los proyectos, eliminando así barreras.
- Contratos de compraventa de electricidad (**PPA**, Power Purchase Agreements en inglés) Son contratos legalmente vinculantes entre un vendedor de energía y un comprador de energía. En la mayoría de los casos, la parte que vende la energía es la propietaria de la planta solar fotovoltaica. El comprador de la energía puede ser una empresa, una compañía comercializadora de energía o un consumidor individual dependiendo de la estructura del mercado de energía. La opción más común es vender la electricidad generada a una empresa de energía, que transmite y distribuye. En palabras de Craig Cornelius, Presidente de NRG Renewables:

*“Los PPA aportan predictibilidad, reducen el riesgo y permiten a los desarrolladores, a través del sistema energético, planear, administrar y financiar sus nuevos proyectos. Estos factores ayudan a arrancar nuevos proyectos, aportando cada vez más renovables al sistema energético”*

Es importante distinguir entre PPA físico y PPA financiero. El PPA físico es un contrato entre un productor de energía y un comprador, que tiene como requisito esencial y diferenciador la implicación de una localización física. El PPA

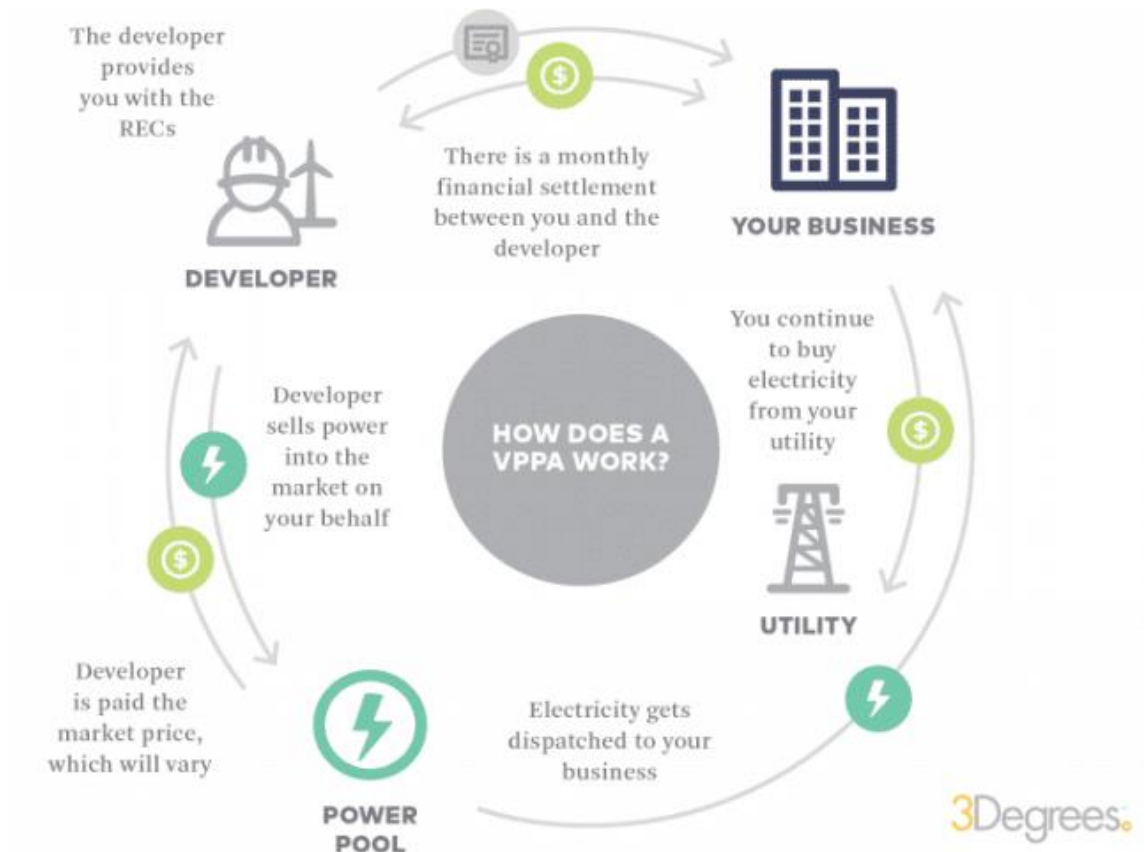
financiero no ostenta esta limitación, pueden intervenir terceras entidades que asumen el riesgo. (Creara Energy Experts, 2017)

Otro punto de vista sobre el PPA es que es un contrato entre dos partes donde, una de ellas, vende tanto electricidad como certificados de energía renovable (explicados anteriormente) a la otra parte. Hemos de distinguir entre PPA físico y PPA financiero: (Beth Penndorf, 2018)

Los **PPA físicos** son comúnmente utilizados por organizaciones que tienen mucha carga eléctrica y muy concentrada. El funcionamiento es el siguiente: el cliente compra la energía renovable directamente de un vendedor, este construye, posee y opera el proyecto de energía renovable, y vende la electricidad generada al comprador en un punto específico de despacho; el consumidor además, puede obtener títulos de energía limpia, los anteriormente mencionados Certificados Verdes. El comprador es responsable de transportar la energía desde el punto de despacho hasta su empresa, típicamente esta tarea la realiza una tercera parte, que suele ser una distribuidora de energía.

Los **PPA financieros o virtuales** es un contrato financiero en lugar de un contrato de energía. El comprador no recibe la electricidad, ni recibe un título legal por comprarla, sino que la parte compradora acuerda comprar la electricidad procedente de un proyecto y los consiguientes certificados generados a un precio fijo. El generador liquida la energía a precio de mercado y transmite los beneficios al comprador.

El vendedor es algunas veces un desarrollador que construye, posee y opera el proyecto, y entrega la energía en el punto específico determinado con anterioridad. El vendedor acepta pagar al mismo un precio fijo por la energía renovable, entregada en un punto específico, típicamente al mercado eléctrico o a un conductor eléctrico. El precio fijado por el PPA será el precio garantía que recibirá el desarrollador del proyecto, independientemente del precio de mercado. El vendedor genera y liquida la energía del proyecto a precio de mercado. Cuando el precio de mercado sobrepasa el precio fijado en el PPA, la parte generadora de energía transmite la diferencia positiva al comprador. Cuando ocurre lo contrario, el comprador debe pagar al desarrollador la diferencia. Este tipo de estructura es denominada Contrato por Diferencia.



**Figura 4. Ilustración explicativa del funcionamiento de un PPA financiero y contrato por diferencias. Fuente: <https://3degreesinc.com/ppas-power-purchase-agreements/>**

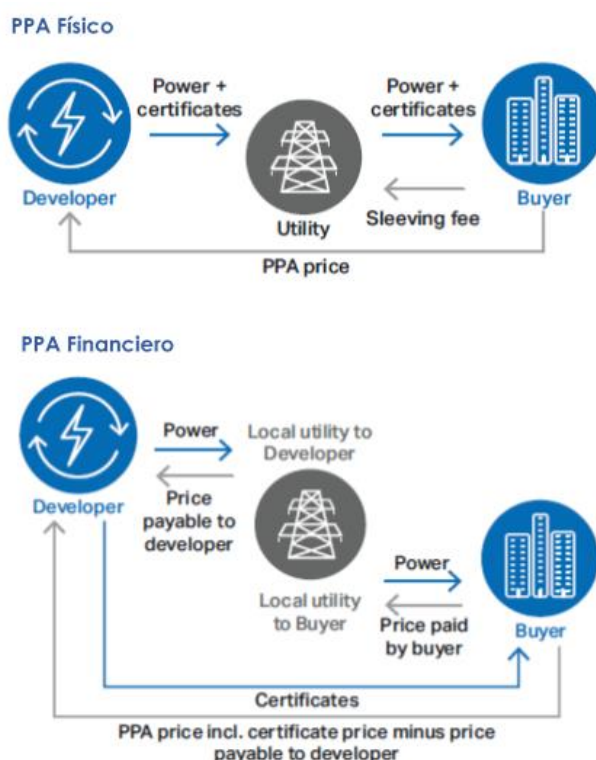
De esta forma se le garantiza al vendedor un precio fijo por la electricidad que vende, lo que estimula considerablemente la inversión. Tomaremos como ejemplo Estados Unidos para observar las diferencias entre ambos tipos de PPA, se establecen cuatro criterios: (Beth Penndorf, 2018)

1. Regulatorio: los PPA físicos requieren que el comprador de la energía obtenga autorización de la Federal Energy Regulatory Commission para comprar la energía de un productor de energía. Los PPA financieros no lo requieren.

Además, como los PPA financieros son denominados “swap contracts”, es decir, contratos derivados a través de los cuales dos partes intercambian instrumentos financieros, quedan vinculados por la Ley “Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act”, que incluye informar y registrar este tipo de transacciones. Los PPA físicos no son considerados típicamente como “swap contracts”, sin embargo, si un PPA físico incluye términos específicos financieros, podría entrar dentro del ámbito de actuación de dicha ley.

2. Transmisión y entrega de la energía: la parte consumidora del PPA físico necesita considerar que ocurre con la energía, es decir, con la transmisión de la misma. Normalmente, contratan este servicio con una tercera parte que se encarga de esta tarea, lo que añade riesgo y complejidad, ya que la duración puede no coincidir con la duración del PPA físico.
3. Localización: el PPA físico tiene una limitación principal, y es que depende de una localización geográfica exacta. Sin embargo, el PPA financiero no encuentra barreras, en el sentido de que no están atados a una localización cercana o de su región. Esta ventaja contribuye a que el consumidor de energía busque el proyecto más atractivo, aunque este no sea cercano, consolidando así su demanda para generar economías de escala.

Haremos uso de dos ilustraciones para comprender el funcionamiento de ambos y para facilitar la diferencia entre ambos:



4. Figura 5. Ilustración diferencia entre PPA físico y PPA financiero. Fuente: (World Business Council for Sustainable Development, 2015)

Los PPAs son los contratos más importantes para financiar un proyecto solar fotovoltaico. El resto de contratos son alineados al PPA, tales como contratos de préstamos, contrato de conexión a la red o contratos de construcción e

ingeniería. Un PPA debe definir todos los términos que afectarán a la venta de electricidad entre las dos partes, incluyendo la fecha en que el proyecto va a empezar a ser comercial, la programación de suministro de electricidad, la tarifa, el volumen de energía que se espera suministrar, términos de pago, penalizaciones por incumplimiento y provisiones.

### **Bancabilidad**

Es el contrato principal que define la generación de beneficios futuros, y por tanto, determina la calidad crediticia de un proyecto de generación de electricidad, lo que quiere decir que constituye un instrumento de financiación de proyectos solares fotovoltaicos. Un PPA reduce los riesgos del proyecto especificando derechos y responsabilidades y creando un entorno de certidumbre alrededor de la creación de beneficios. La solvencia del comprador es un factor a tener en cuenta, es uno de los elementos más críticos a la hora de elaborar un PPA. El objetivo último del contrato PPA es reducir los riesgos y hacer bancable el proyecto. Para ello la entidad financiera deberá apreciar generación de flujos de caja, tecnología sólida y un marco regulatorio estable. (Gómez, 2017)

### **Tarifa**

El método para fijar el precio de la electricidad dependerá del mercado en el que se está operando y del marco regulatorio. El precio debe ser actualizado por la inflación y las fluctuaciones de los cambios de divisas. Se especifica también la capacidad instalada del proyecto (en MWh) y la previsión anual de producción de electricidad en MWh. Esta previsión se estima en base a la capacidad instalada del proyecto, radiación solar y en base a un ratio de rendimiento. La precisión de la estimación vendrá determinada por el nivel de exigencia de la regulación.

### **Duración**

Debe ser igual al periodo ideal en que el que se recupera la inversión en equity, se paga a los prestamistas y se generan beneficios. En algunos casos, la duración es determinada por la regulación del país en cuestión.

### **Derechos de Certificados Verdes**

Algunos marcos regulatorios ofrecen Certificados Verdes como incentivos. Deberá aparecer en el PPA la elegibilidad del proyecto para recibir uno de estos certificados.

### **Conexión a la red**

Hace referencia los términos del contrato de conexión a la red, normalmente en un anexo.

#### **Cumplimiento del código de la red**

Se debe especificar cómo una planta se va a conectar a una superficie de contacto con la red de distribución de electricidad.

#### **Tasas por el uso de la red**

Los propietarios de la distribución de electricidad, normalmente, cargan una tarifa por facilitar el vertido de electricidad desde la planta generadora a la red y llevarla hasta el consumidor. En algunos países, las instalaciones de renovables están exentas de estos cargos, pero dependerá del sistema legislativo. En algunos casos, el propietario de la red de distribución es distinto del propietario de la red de transmisión. Los costes asociados a este asunto deben aparecer en el PPA.

#### **Compromiso de medidores (contadores) en cumplimiento con el operador de red**

Los compromisos de medición son críticos para asegurar que el propietario del proyecto queda completamente compensado por la electricidad generada.

Los elementos definidos anteriormente se han centrado en la financiación y negocio de modelos de plantas de gran tamaño. Sin embargo, también se puede aplicar a proyectos de menos tamaño, tales como plantas solares de autoconsumo. Con la caída del precio de energía solar, se han incrementado las oportunidades para la generación distribuida de energía solar.

- La generación distribuida se refiere a la generación de energía que ocurre cerca del consumidor final, e incluye plantas con pequeña generación de capacidad, localizadas en el terreno del consumidor o cerca. Estos proyectos venden la energía directamente al consumidor y pueden existir independientemente de la red o a través de la red. Dependiendo de la regulación, habrá que pagar o no un sobrecargo por el vertido de electricidad al operador de la red.

Estos proyectos requieren de PPAs, que son denominados PPAs comerciales, que obligan al cliente a comprar energía por un período de tiempo. Estos PPAs abarcan muchos tipos de clientes, desde residencias individuales hasta infraestructuras de gran escala.

Existe una oportunidad adicional en algunos países -asunto en el que profundizaremos más adelante- de vender el exceso de energía procedente de la generación distribuida a la red. También existen sistemas de compensación

denominados "net-metering" por el que el consumidor puede vender la energía a la red, y pagar solo por la energía que consume.

Como podemos ver, existen numerosos tipos de técnicas de financiación de proyectos de energía renovable en el panorama actual, lo que tienen todas en común es la inefable necesidad de establecerse en marcos regulatorios estables, seguros y predecibles. Los inversores reclaman seguridad en sus inversiones, se necesitan grandes cantidades de capital, para lo que es necesario que el inversor confíe en el sistema, será un factor clave para atraerle.

Tal y como afirma la Unión Europea en uno de sus documentos ***Energía para el futuro: fuentes de energía renovables. Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios:***

*Sin una estrategia clara y completa acompañada por medidas legislativas, su desarrollo se retrasará. La prioridad esencial de los agentes económicos implicados en su desarrollo es disponer de un marco estable a largo plazo para el desarrollo de las fuentes energéticas renovables, que cubra los ámbitos político, legislativo, administrativo, económico y comercial.*

*Además, mientras se desarrolla el mercado interior, es necesaria una estrategia a escala comunitaria para las fuentes de energía renovable, a fin de evitar que se produzcan desequilibrios entre los Estados miembros o distorsiones en el mercado energético.*

*La posición de líder mundial que ocupa la industria europea de la energía renovable puede mantenerse y consolidarse únicamente a partir de la base de un mercado interior significativo y creciente.*



### 3 MARCO REGULATORIO EN ESPAÑA Y DERECHO COMPARADO

#### 3.1 Europa

España queda en el ámbito de alcance de los objetivos promulgados por la Unión Europea. ¿Qué papel juega la misma en el sector de energías renovables? La UE emplea innumerables esfuerzos en la lucha contra el cambio climático, emitiendo documentos como *Desarrollo sostenible en Europa para un mundo mejor: Estrategia de la Unión Europea para un desarrollo sostenible*.<sup>1</sup> Trata así la Unión fijar objetivos comunes, para reducir los gases de efecto invernadero y, por tanto, evitar mayores daños. La propia Unión reconoce que las medidas tomadas son insuficientes para el logro de objetivos, además de afirmar que la coordinación es escasa entre los Estados miembros. Así lo reconoce la UE:

*Aunque la Unión Europea dispone de una amplia gama de políticas para tratar los aspectos económicos, ambientales y sociales de la sostenibilidad, la coordinación en su aplicación ha sido insuficiente.*

*Muy a menudo, las acciones para alcanzar los objetivos de una política impiden avanzar en otras, mientras que las soluciones a los problemas suelen estar en manos de responsables políticos de otros sectores o de otros niveles de gobierno. Así se explican muchas de las tendencias insostenibles a largo plazo. Además, la falta de una perspectiva coherente a largo plazo implica una concentración excesiva en los costes a corto plazo e insuficiente en la posibilidad de alcanzar a largo plazo situaciones en las que todas las partes puedan salir ganando.*

En aras de cumplir los objetivos fijados por el anterior documento se han promulgado documentos, Directivas, propuestas y comunicaciones. El objetivo de todas ellas ha sido fomentar y apoyar las energías renovables. Algunos de ellos son:

---

<sup>1</sup> Comisión de las Comunidades Europeas, Comunicación de la Comisión, *Desarrollo sostenible en Europa para un mundo mejor: Estrategia de la Unión Europea para un desarrollo sostenible*, Propuesta de la Comisión ante el Consejo Europeo de Gotenburgo, Bruselas, 2001, Ref. Documento Unión Europea: COM (2001) 264 final.

- Libro Verde *Por una política energética de la Unión Europea*<sup>2</sup> y Libro Blanco *Una Política energética para la Unión Europea*<sup>3</sup>. Se modifica en el 2000 el Libro Verde, intentando establecer una estrategia más a largo plazo
- Se aprueban algunas directivas con el objeto de promocionar la generación de electricidad a través de energías renovables. La última promulgada es la Directiva 2009/28/CE, *relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables*<sup>4</sup>. En el mismo se determinan objetivos en cumplimiento con Protocolos y Tratados internacionales como el Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, con el objetivo de la reducción de gases de efecto invernadero. Se fijan objetivos tales como la mejora en tecnologías, el crecimiento económico sostenible, etc. En el articulado de la Directiva llama la atención el art. 3.1 : “ Cada Estado miembro velará por que la cuota de energía procedente de fuentes renovables, calculada de conformidad con los artículos 5 a 11, en su consumo final bruto de energía en 2020 sea equivalente como mínimo a su objetivo global nacional en cuanto a la cuota de energía procedente de fuentes renovables de ese año, tal como figura en la tercera columna del cuadro del anexo I, parte A. Estos objetivos globales nacionales obligatorios serán coherentes con un objetivo equivalente a una cuota de un 20 % como mínimo de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Comunidad para 2020. Con el fin de alcanzar más fácilmente los objetivos previstos en el presente artículo, cada Estado miembro promoverá y alentará la eficiencia energética y el ahorro de energía.”

Llama especialmente la atención este artículo, y sobre todo el final, porque pone de relevo y representa la política llevada a cabo por la UE, que no es más que establecer objetivos globales, sin concretar medidas ni planes de actuación a corto plazo. Establece así que cada país establezca sus propios programas de actuación para cumplir el objetivo del 20% de energía generada procedente de

---

<sup>2</sup> Comisión de las Comunidades Europeas, Comunicación de la Comisión, *Por una política energética de la Unión Europea, Libro Verde*, Bruselas 1995, Ref. Documento Unión Europea: COM(94) 659 final

<sup>3</sup> Comisión de las Comunidades Europeas, Comunicación de la Comisión, *Una Política energética para la Unión Europea, Libro Blanco*, Bruselas 1995, Ref. Documento Unión Europea: COM (95) 682 final

<sup>4</sup> Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE

fuentes renovables. Así recalca la idea en el siguiente artículo, especificando que “*cada Estado miembro adoptará un plan de acción nacional en materia de energía renovable*” y en el artículo 13 sobre procedimientos administrativos: “*los Estados miembros velarán por que las normas nacionales relativas a los procedimientos de autorización, certificación y concesión de licencias que se aplican a las instalaciones e infraestructuras conexas [...] sean proporcionadas y necesarias*”, lo mismo ocurre en el artículo 14 sobre información y formación y así toda la Directiva. Se deja en manos de cada Estado miembro la puesta en marcha de mecanismos para cumplir con el objetivo común.

A ojos de algunos autores (Morales Plaza, 2012) la regulación realizada por la Unión Europea en materia de energías renovables es decepcionante, llena de palabras grandilocuentes y medidas poco concretas. En palabras del propio autor: *mucho ruido y pocas nueces*.

### **3.2 La regulación en España**

España es uno de los países que más horas de sol recibe, por tanto, el factor recurso natural enunciado con anterioridad es cumplido con creces. La gran baza es que España tiene un marco regulatorio inestable desde 2012, que ha hecho crecer la incertidumbre entre inversores, consumidores e instaladores. España llegó en 2014 a conseguir un 17,3% de cuota de energías renovables en el consumo de energía total, sin embargo, las previsiones son desalentadores y no se cree que se vaya a alcanzar el objetivo del 20% establecido por la UE para 2020 (Creara, energy experts, 2016).

#### **3.2.1 Evolución normativa: Feed-in Tariffs**

Hasta el año 2012 existe en España un sistema de Feed-in Tariffs, lo que hizo que España se situara en 2008 como país líder en términos de capacidad solar fotovoltaica instalada a escala global. En 2015 tan solo alcanza el 0,09% de la capacidad total instalada. ¿Qué ha ocurrido? ¿Dónde se encuentra el punto de inflexión? Vamos a hacer un breve recorrido por algunas de las normas más relevantes en la materia que nos concierne.

Desde 1994, con el Real Decreto 2366/1994<sup>5</sup> se han ido sucediendo numerosas leyes y Reales Decretos reguladores de las energías renovables. A grandes rasgos, todas han ido dirigidas al apoyo y fomento de las mismas, introduciendo distintas medidas a lo largo de los años. Las más relevantes para nuestro objeto de estudio son:

- Ley 54/1997<sup>6</sup>, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Introducción de la liberalización del sector, fija nuevos objetivos de cuota de generación de energía renovable, y lo más relevante, fija una retribución fija para las energías renovables.
- RD 2818/1998<sup>7</sup>, de 23 diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovable, residuos y cogeneración. Constituye el precedente al sistema vigente hasta 2012, es en este momento cuando se establecen primas sobre el precio de mercado.
- Crucial para asentar el éxito de los años venideros es la entrada en vigor del RD 436/2004<sup>8</sup>, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Es en este momento cuando se fija un sistema de retribución de Tarifa Eléctrica Media, se establece una retribución en forma de tarifa regulada, así como la posibilidad de vender en el mercado añadiendo incentivo y prima, se elimina la posibilidad de retroactividad en futuras modificaciones legislativas. Se sentaron así las bases del éxito, se atrae mucha inversión bajo este marco normativo, se transmite estabilidad y credibilidad.

---

<sup>5</sup> Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre Producción de Energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de Cogeneración y Otras abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, Boletín Oficial del Estado, 31 de diciembre 1994 (núm. 0313)

<sup>6</sup> Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, BOE núm. 285 de 28 de noviembre 1997.

<sup>7</sup> Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovable, residuos y cogeneración. BOE núm. 312 de 30 de diciembre de 1998.

<sup>8</sup> Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, BOE núm. 75 de 27 de marzo de 2004.

- RD 661/2007<sup>9</sup> sustituye al anterior: se mantiene el sistema retributivo diferencial, el titular del proyecto puede elegir entre vender en el mercado bajo tarifa regulada o vender la energía en el mercado, mediante un contrato de compraventa de energía, recibiendo el precio acordado más una prima; sigue protegiendo la irretroactividad de la norma en futuras revisiones de tarifa y primas, estableciendo que solo surtirían efectos en proyectos construidos con posterioridad a la entrada en vigor de la norma.
- RD-L 6/2009<sup>10</sup>, debido al “boom” producido en el sector fotovoltaico en España en los años anteriores, y a efectos de llevar a cabo un crecimiento planificado del mismo, se establece la medida de inscripción obligatoria en el Registro de preasignación de retribución, los denominados bonos sociales.
- Unos meses más tarde, y supone un hito importante por las consecuencias que generó, se promulga la Ley de regulación de las sociedades anónimas cotizadas de inversión al mercado inmobiliario, de 7 de octubre de 2009. El senado lo aprueba con una enmienda que derogaba el artículo del RD-L 6/2009 en el que se aprobaba el mecanismo de registro. A pesar de que después de unos días, el Congreso rechazó la modificación, las consecuencias sobre la credibilidad de España en el entorno internacional y nacional fueron enormes, repeliendo la inversión en nuestro país. Se generó inseguridad jurídica y desconfianza.
- RD 14/2010<sup>11</sup>, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Se aprueba una tasa para los generadores de electricidad de 0,5 €/MWh para la electricidad vertida a la red.
- RD 1565/2010<sup>12</sup>, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Se lleva a cabo una reducción en las tarifas del

---

<sup>9</sup> Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, BOE núm. 126 de 26 de mayo de 2007

<sup>10</sup> Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. BOE núm. 111 de 7 de mayo de 2009.

<sup>11</sup> Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes de corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. BOE núm 312, de 24 de diciembre de 2010.

<sup>12</sup> Real Decreto-Ley 1565/2010<sup>12</sup>, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. BOE núm. 283, de 23 de noviembre de 2010.

- sector fotovoltaico a tres niveles según la potencia: 5% para menos de 20kW; 25% para mayores de 20 kW, 45% para instalaciones en suelo.
- RD-L 1/2012, de 27 de enero, desde el que se suspenden los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de incentivos económicos a nuevas instalaciones de cogeneración, fuentes de energía renovable y residuos. Se imponía así una moratoria al sistema de los Feed-in Tariffs para nuevas instalaciones. (Carcar, 2012)
  - Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que trata de armonizar el sistema fiscal. Se introducen nuevas figuras tributarias cuya recaudación va destinada a financiar determinados costes del sistema eléctrico.
  - RD-L 2/2013, de 1 de febrero, trataba de garantizar la "rentabilidad razonable" de las instalaciones y evitar una sobre retribución de las mismas, que tendrían que afrontar el resto de "sujetos eléctricos". Así lo enuncia el preámbulo del RD-L 9/2013, de 12 de julio. Hay dos opciones tras la entrada en vigor de esta norma:
    1. Cesión de la electricidad al sistema, recibiendo una tarifa regulada
    2. Venta de electricidad en el mercado sin la percepción de una prima.
  - RD-L 9/2013<sup>13</sup>, de 12 de julio, de medidas urgentes para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico. El fundamento de la norma se encuentra en la siguiente afirmación el preámbulo de la misma: *"el sistema eléctrico español genera un déficit tarifario que, con el paso del tiempo, se ha convertido en estructural, debido a que los costes reales asociados a las actividades reguladas y al funcionamiento del sector eléctrico resultan superiores a la recaudación por los peajes que fija la Administración y que pagan los consumidores."* y *" carácter insostenible del déficit del sector eléctrico y de la necesidad de adoptar medidas urgentes de vigencia inmediata que permitan poner término a dicha situación."* Se alega también en la misma, la existencia de circunstancias sobrevenidas relacionadas con las condiciones meteorológicas, cuyos niveles se sobrepasaron, generando mucha electricidad, momento en el que cayeron los precios de mercado, lo que provocó que el sobrecoste de las energías renovables se incrementara notablemente. Todo esto se traduce en la aprobación de un nuevo marco regulatorio por parte del Gobierno, marcado por las siguientes medidas:

---

<sup>13</sup> Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. BOE núm. 167 de 13 de julio de 2013.

1. Percepción de los ingresos derivados de la participación en el mercado, con una retribución adicional, que en caso de resultar necesario, cubra los costes de inversión que “una empresa eficiente y bien gestionada” no recupere en el mercado. Más concretamente, se establece un sistema de retribución sobre parámetros estándar en función del tipo de instalación de que se trate.
2. Vinculación del RD-L a todas las instalaciones construidas hasta el momento, no solo a las de nueva construcción, sino a todas, aplicándose un régimen transitorio hasta la entrada en vigor.
3. En las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, se señala que las metodologías de retribución considerarán los costes de “una empresa eficiente y bien gestionada”, además se establece una tasa de retribución de los activos ligada a las Obligaciones del Estado más un diferencial.

Esto quiere decir que se abole definitivamente el sistema FiTs en el sector de las energías renovables. Esto hizo que el sector decayera mucho, debido a la situación de incertidumbre e inestabilidad creada.

Esta norma ha sido duramente criticada por el sector de las energías renovables, y por muchos autores (Alenza García, 2016) que expresa su opinión a través de la crítica a la STC 270/2015, de 17 de diciembre. Lo que más nos concierne en nuestro estudio sobre el artículo referenciado es la inseguridad jurídica creada, que no es más que la manifestación de unos diez cambios legislativos en cuatro años, respaldada por el Tribunal Constitucional. Se alega, además, que los inversores no se sienten atraídos por un sistema que se ha hecho impredecible y complejo, con mucho contenido técnico, poco objetivo en la definición de los conceptos y complicado en la redacción. La STC se aleja de lo que propugna el TJUE en la STJCE de 1 de julio de 2014, caso Vindkraft, en la que destaca la necesidad de sistemas de apoyo que favorezcan la inversión en energías renovables a largo plazo y que aporten confianza en los inversores en la continuidad de la explotación.

Acaba la STC 270/2015, de 17 de diciembre, recordando que el legislador tiene margen de actuación en materia de retroactividad “*cuando la incidencia de la nueva ley no afecta a derechos consolidados e integrados en el patrimonio del sujeto, sino a los pendientes, futuros y condicionados*” De esta forma, el TC no consideraría que la retroactividad que se da en el seno de esta norma sea prohibida por la Constitución, lo que resulta ser, cuanto menos discutible.

### 3.2.2 La regulación del autoconsumo

La palabra autoconsumo se refiere al proceso mediante el cual instalaciones generan electricidad de forma distribuida para que se consuma de forma local. En nuestro caso, y por concretar algo más, serían un conjunto de paneles fotovoltaicos instalados en el tejado de una residencia que produciría una porción de la electricidad consumida por ella. (Observatorio Critico de la Energía, 2015)

La actual regulación en España no considera viables el mecanismo del net-metering, y de los Power Purchase Agreements, que si están previstos en los sistemas de otros países de la Unión Europea y países desarrollados, como veremos en los siguientes epígrafes. El autoconsumo si encuentra regulación en España, pero la inversión enmarcada dentro de esta es cada vez menos habitual, situación provocada por continuos cambios regulatorios.

En octubre de 2015 se aprueba el RD 900/2015<sup>14</sup>, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

El ámbito de aplicación del RD afecta solo a aquellas instalaciones que estén conectadas a la red, aquellas que se encuentren "off-grid" no tienen que cumplir con este RD. El RD distingue en su artículo 4 dos tipos de Autoconsumo, cuyas características principales son referenciadas a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, resumidos en la siguiente tabla:

---

<sup>14</sup> Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. BOE núm. 243, de 10 de octubre de 2015.



	Autoconsumo 1 (solo para autoconsumo)	Autoconsumo 2 (autoconsumo y venta)
Consumidor	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sólo hay un consumidor para la instalación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Puede haber un consumidor y un generador para la misma instalación</li> </ul>
Propietario	<ul style="list-style-type: none"> <li>El propietario de las instalaciones de generación debe ser el mismo que el propietario del punto de suministro</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El propietario de la instalación de generación puede diferir del propietario del punto de suministro</li> </ul>
Registro	<ul style="list-style-type: none"> <li>No es necesario registrar una instalación de generación como una instalación de producción de electricidad</li> <li>Sin embargo, es necesario dar de alta a la instalación en el registro de autoconsumo (<i>Registro Administrativo de autoconsumo</i>, Real Decreto Ley 24/2013, del Sector Eléctrico)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>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)</li> </ul>
Energía contratada	<ul style="list-style-type: none"> <li>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 la capacidad contratada de los puntos de suministro de energía</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La capacidad de generación no debe exceder la capacidad contratada en el punto de suministro, pero no hay límite como en autoconsumo 1</li> </ul>
Exceso de electricidad	<ul style="list-style-type: none"> <li>El consumidor no recibe remuneración por la electricidad excedente inyectada a la red</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El consumidor puede recibir una compensación por los excedentes de electricidad inyectados en la red</li> </ul>
Equipo de medición	<ul style="list-style-type: none"> <li>Es obligatoria la instalación de equipos de medición para registrar la medición neta</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Es obligatoria la instalación de equipos de medición bidireccionales para registrar la medición neta; así como equipos de medición en los puntos de consumo asociados</li> </ul>

**5. Tabla 1. Características principales de los tipos de autoconsumo permitidos en España. Fuente: (Creara, energy experts, 2016)**

Podemos sistematizar las características principales en cuatro barreras principales para el desarrollo de sistemas solares fotovoltaicos:

La **primera barrera** la encontramos, en que los sujetos de autoconsumo han de pagar, al igual que el resto de consumidores de electricidad, peajes de acceso a la electricidad, y además cargos adicionales:

- Cargos fijos, dependiendo de la capacidad instalada
- Cargos variables, dependiendo de la tarifa contratada.

Se permite la instalación de sistemas de almacenamiento de energía (baterías), aunque el RD no mantiene las excepciones de pago de cargos adicionales fijos en el caso de uso de baterías.

La **segunda baza** consiste en que la única manera de recibir remuneración por el exceso de electricidad fotovoltaica producida es elegir la modalidad de autoconsumo 2 y vender el excedente en el mercado. El problema reside en que el procedimiento de obtención de licencias, autorizaciones, etc. resulta ser tedioso, y viene regulado por el Real Decreto 1699/2011, referido a todas las instalaciones de la red. Entonces, ¿cómo convertirse en vendedor de electricidad? Hay dos opciones:

- Ser agente de mercado para vender la electricidad sin intermediarios
- Contratar a un agente de mercado que haga de intermediario en la venta de electricidad.

Las dos opciones incrementan de manera considerable los costes, lo que provoca que pierdan atractivo.

La **tercera barrera** reside en que cada punto de suministro solo puede contar con un suministrador, por lo que aquel consumidor que desee comprar la electricidad sobrante de un generador cercano estaría obligado a convertirse en consumidor directo de mercado.

La **cuarta barrera es** que la venta de electricidad está gravada por el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica, dispuesto así por la Ley 15/2012<sup>15</sup>, que es del 7% sobre el excedente de electricidad vendido, sin IVA.

La **última barrera** es que todas las instalaciones han de legalizarse, hay procedimientos distintos dependiendo de si la instalación es de Autoconsumo 1 o Autoconsumo 2. Constituye un procedimiento más complejo el que tienen que afrontar los sujetos del segundo tipo de Autoconsumo, que queda como sigue:

- 1) Legalización de la instalación fotovoltaica ante el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.
- 2) Legalización en los respectivos registros dispuestos por la Ley: (para ambos tipos de autoconsumo)
  - Registro administrativo de autoconsumo: debe realizarse la inscripción en la Dirección General del Patrimonio del Estado, puede hacerse electrónicamente; la obligación la ostenta el propietario, que tiene un mes para formalizar el contrato de acceso a la red; la documentación a presentar se compone de declaración jurada del representante legal de la instalación, y documento de confirmación de la inscripción en el pertinente registro de autoconsumo; las instalaciones anteriores a la promulgación de la ley, contaron con un período de adaptación a la nueva regulación. Se prevé un procedimiento sancionador por no cumplir con estas obligaciones o por desarrollar actividades del otro tipo de autoconsumo sin estar registrado.
  - Registro de las instalaciones de autoconsumo tipo II. Hay dos fases:

---

<sup>15</sup> Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. BOE núm. 312, de 28 de diciembre de 2012.

- Pre-registro que debe ir acompañado de la siguiente documentación: autorización provisional de operación para testeo; contrato con la empresa de distribución; certificado del proveedor de electricidad que garantiza que se cumplen los requisitos técnicos del sistema medidor de electricidad; informe del operador de res o proveedor de electricidad que certifique que se han cumplido los procedimientos de acceso y conexión.
- Etapa final y obtención de la licencia y certificado del cumplimiento de los requisitos de generador del mercado.

Las tasas administrativas varían según la región.

### **3.2.3 Regulación de venta directa de energía FV**

#### Power Purchase Agreements (PPA)

Han sido mencionados anteriormente, en España no son usuales, además no están regulados específicamente. Solo existe la opción de firmar contratos bilaterales, privados y se negocian entre las dos partes envueltas en el negocio. Los generadores suelen vender a través de contratos bilaterales a comercializadores de electricidad (contrato financiero). Si un consumidor quiere adquirir energía eléctrica directamente en el mercado de producción para su propio consumo (contrato físico) deberá ser un consumidor directo del mercado, que suelen ser únicamente grandes consumidores. Además, la duración de los contratos bilaterales firmados en España ha sido de entre 1 y 2 años. La Ley 24/2013<sup>16</sup>, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, define a los consumidores directos en el artículo 6.g) cuyos derechos y obligaciones vienen regulados en los artículos 44.1.c).<sup>20</sup> y 46.3. (Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, 2018)

#### Subastas

El objetivo principal es aumentar controladamente la oferta de capacidad instalada de energías renovables. Lo que se subasta es una ayuda a la inversión y una prima a recibir por encima del precio de venta de la electricidad. Nos remitimos a lo expuesto sobre las subastas en el apartado 2.6 de este trabajo.

---

<sup>16</sup> Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. BOE núm. 310, de 27 de diciembre de 2013.

### 3.2.4 Perspectivas de futuro

La situación se torna incierta para el sector fotovoltaico en España, no se sabe como se desarrollarán en los próximos años la actividad legislativa en torno al autoconsumo o a las subastas. No se sabe si van a ser reguladas nuevas figuras de fomento o no. Lo único de lo que se tiene constancia es del acuerdo firmado entre Ciudadanos y Partido Popular “150 compromisos para mejorar España” el 28 de agosto de 2016, que establecen en sus puntos 18, 19 y 20:

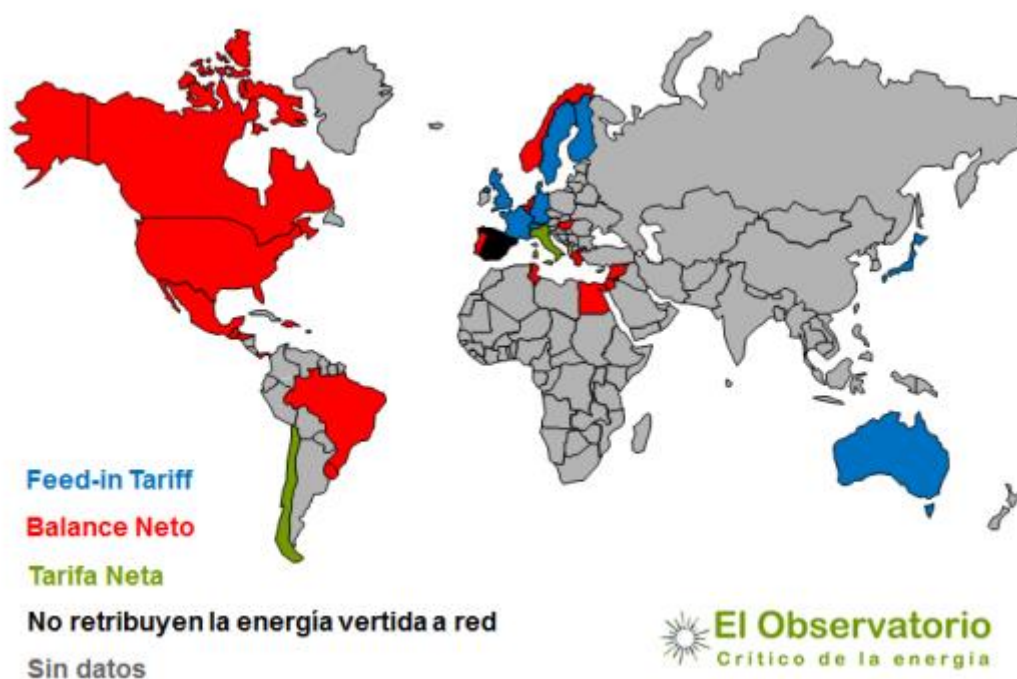
*“18. Impulsar un Pacto de Estado por la Energía, conciliando una planificación de objetivos a corto, medio y largo plazo, siempre en sintonía con las políticas energéticas europeas y apostando por la innovación. Este Pacto ha de dotar al sistema de seguridad jurídica, fomentar la competencia y apoyar la estrategia española de interconexiones internacionales.*

*19. Aprobar una Ley de Cambio Climático y Transición Energética, que regule de forma coherente y estable las políticas que afectan al clima, que incorpore objetivos ambiciosos y realistas para 2030 y 2050, además de los recogidos en la Agenda Europea 2020 y los adoptados en la Cumbre Mundial del Clima COP21. Se elaborará un Plan de Transición Energética (PETE) 2030-2050 para impulsar las energías renovables, el autoconsumo y la eficiencia energética, y para reducir el consumo de combustibles fósiles y las emisiones de gases de efecto invernadero. Se apostará por la movilidad eléctrica con la finalidad de reducir el nivel de las emisiones y seguir trabajando para cumplir los diferentes objetivos europeos marcados para 2030-2050.*

*20. Avanzar en la reforma del sector eléctrico para conseguir tener precios competitivos (“tarifa eléctrica”) ajustados a los costes. De esa forma los precios españoles se irán aproximando a los precios medios de la UEM. La política energética se realizará en función de los compromisos europeos, favorecerá la penetración de energías renovables, manteniendo la competitividad de la economía española y el poder adquisitivo de los hogares. Se llevará a cabo una auditoría y liquidación definitiva de los Costes de Transición a la Competencia (CTC), así como todos los costes del sistema. Se eliminarán las dificultades que pudieran existir al autoconsumo eléctrico eficiente (coloquialmente conocido como “impuesto al sol”) con el fin de promover un marco regulatorio estable y propicio para la generación a pequeña escala, promoviendo la reducción de precios. Se tendrán en cuenta particularidades adicionales de los sistemas extra-peninsulares, tratándolas de manera específica atendiendo a sus condiciones especiales y siempre con el objetivo de reducir los costes y contribuir a la estabilidad del sistema.”*

### 3.3 La regulación del autoconsumo en otros países

Tal y como hemos podido comprobar, la regulación del autoconsumo en España resulta ser muy restrictiva (Nobeto-Reyes, 2017). España es el único país que no prevé en su regulación de autoconsumo remuneración para la energía volcada a la red por las instalaciones de autoconsumo, podremos reforzar esta idea con la simple observación de la figura .



6. Figura 6. Esquemas de retribución de la energía verde a la red por las instalaciones de autoconsumo. Fuente: El Observatorio Crítico de la Energía.

#### 3.3.1 Caso de éxito: Alemania

Alemania es el país con más penetración de energía solar fotovoltaica, y eso teniendo en cuenta que no es uno de los países que más irradiación solar reciba (factor natural) a ello han contribuido decisivamente las políticas tomadas y la legislación promulgada. Estabilidad a largo plazo podría ser el factor clave, pero también lo han sido otros. Vamos a analizarlos.

A principios de la década de los 90, el país se propuso llevar a cabo la transición energética: "Energiewende". Este modelo ha conseguido que en 2015 la generación

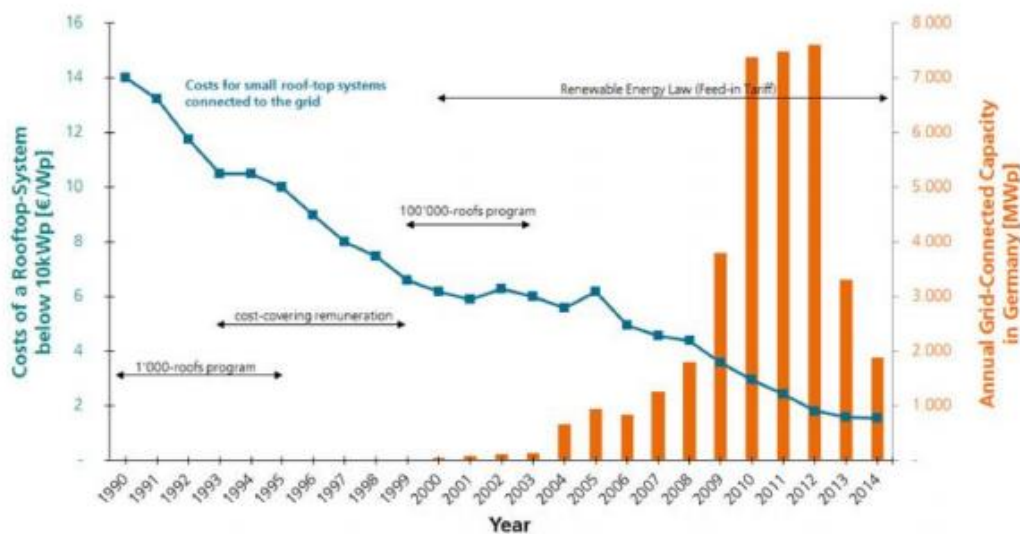
eléctrica renovable fuera del 33% frente al 7% que obtenía en 2001 (J. Gallego, 2015). En cuanto a la demanda cubierta por la energía solar fotovoltaica, hablamos del 7%. (Fraunhofer ISE, 2018). La figura 7 muestra las políticas llevadas a cabo desde el inicio de la transición energética en materia de energía solar fotovoltaica. La primera regulación que hacía frente a esta problemática fue la Electricity Feed-in Act (StREng) en 1991. En el periodo comprendido entre 1990 y 1995 tiene lugar el programa de los "1000 tejados", obteniendo tanto éxito que se amplía el programa a "100.000 tejados solares" entre 1999 y 2003.

Sin duda alguna, el gran empujón para el desarrollo pleno de estas tecnologías supone ser la promulgación de la German Renewable Energy Act<sup>17</sup> en el año 2000. Bajo este programa, queda garantizada una retribución fija por la energía volcada a la red, reconociendo este derecho durante 20 años. Se fijan dos sistemas según sea la capacidad fotovoltaica instalada:

- Para instalaciones con potencia inferior instalada a 10 kW: los propietarios pueden consumir la electricidad generada por su instalación sin pagar tasa alguna. Además, obtendrán una retribución por la energía que no consuman y que viertan a la red: Feed-in Tariff, esta retribución queda garantizada por 20 años. La Agencia Federal va ajustando cada dos meses la cuantía de esta remuneración, para que sea cada vez menor y ajustada a la disminución de los precios de la tecnología. Además, en cuando al impuesto "EEG Umlage" que pagan todos los ciudadanos alemanes en la factura de electricidad, para financiar la transición energética, estas instalaciones quedan exentas.
- Instalaciones con potencia dentro del intervalo de 10 kW y 1 MW, podrán cobrar FiT por la cantidad de energía sobrante después de consumir, al menos, el 10 % de la misma. Estas instalaciones pagaban en 2017 el 40% del mencionado "EEG Umlage".

---

<sup>17</sup> En alemán *Erneuerbare-Energien-Gesetz* es una sucesión de leyes alemanas que aportan un sistema Feed-in Tariff, promulgadas por primera vez en el año 2000 hasta la versión actual de 2017.



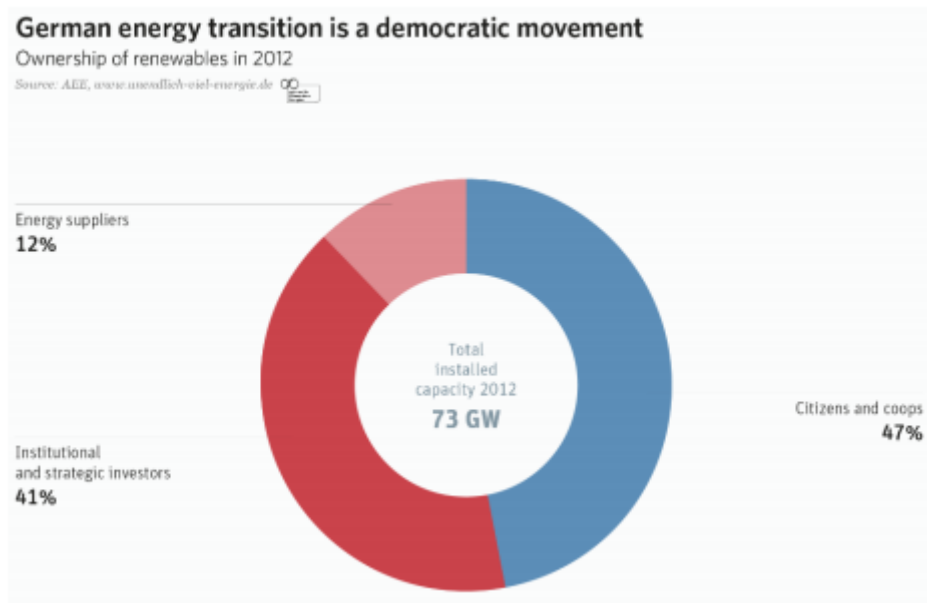
7. Figura 7. Evolución del coste de sistemas fotovoltaicos instalados en tejados con potencia menor de 10 kW en Alemania (escala izquierda y azul). Capacidad fotovoltaica instalada anualmente en Alemania (escala derecha y barras de color naranja). Fuente: Observatorio Crítico de la Energía.

Sin duda alguna, el gran empujón para el desarrollo pleno de estas tecnologías supone ser la promulgación de la German Renewable Energy Act<sup>18</sup> en el año 2000. Bajo este programa, queda garantizada una retribución fija por la energía volcada a la red, reconociendo este derecho durante 20 años. Se fijan dos sistemas según sea la capacidad fotovoltaica instalada:

- Para instalaciones con potencia inferior instalada a 10 kW: los propietarios pueden consumir la electricidad generada por su instalación sin pagar tasa alguna. Además, obtendrán una retribución por la energía que no consuman y que viertan a la red: Feed-in Tariff, esta retribución queda garantizada por 20 años. La Agencia Federal va ajustando cada dos meses la cuantía de esta remuneración, para que sea cada vez menor y ajustada a la disminución de los precios de la tecnología.

El incentivo que supone que exista una retribución fija a largo plazo para las instalaciones solares fotovoltaicas ha hecho que la propiedad de las instalaciones se encuentre, en su mayoría en manos de los ciudadanos y de cooperativas, como podemos observar en la figura 8.

<sup>18</sup> En alemán *Erneuerbare-Energien-Gesetz* es una sucesión de leyes alemanas que aportan un sistema Feed-in Tariff, promulgadas por primera vez en el año 2000 hasta la versión actual de 2017.



**8. Figura 8. Propiedad de la potencia instalada de generación eléctrica renovable en Alemania en 2012. Fuente: Observatorio Crítico de la Energía.**

En cuanto a las instalaciones de mayor potencia, la modificación de 2014 de la EGG, modificaba el sistema de retribución. El mecanismo principal se sitúa en la oferta de subastas de potencia para instalar una determinada tecnología. El procedimiento se ha vuelto más tedioso y complejo, suponiendo mayores gastos para quien pretender presentarse a dichas subastas.

El último aspecto interesante va dirigido a la política en cuanto a sistemas de almacenamiento, el programa denominado "Standard & Storage" mediante el cual, el Banco de Desarrollo Alemán concede préstamos a los propietarios de sistemas que integren baterías (en instalaciones con capacidad inferior a 30kW)

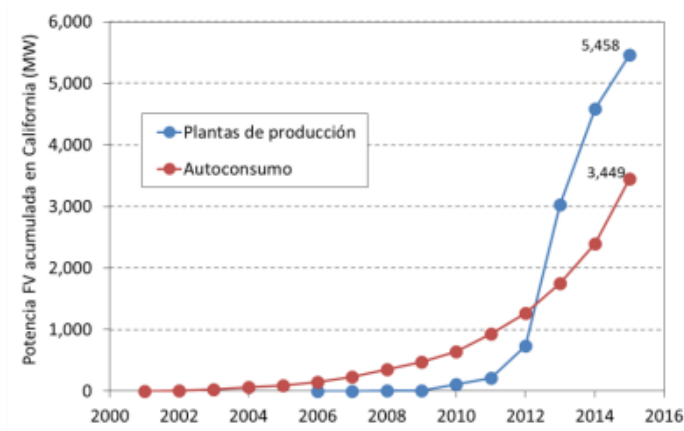
### 3.3.2 EEUU, en particular el caso de California

EEUU no es uno de los países con mayor número de MW de electricidad generada a través de fuentes fotovoltaicas, sin embargo cuenta con una notable experiencia regulatoria, traducida en años de legislación en materia de energías renovables, lo cual



ha provocado que más del 60% de la capacidad instalada sea de origen solar y fotovoltaico. (Electronic Industries Alliance, 2016)

Es preciso que nos centremos en uno de los estados que componen los Estados Unidos, pues cada uno sigue una regulación diferente. Cogéremos como cabeza de turco California, ya que es el estado donde más está creciendo el sector fotovoltaico (el 7% de la energía procedía de fuentes renovables en 2015). Lo podemos apreciar en la Figura 9.



**Figura 9. Evolución de la potencia total instalada en California. Fuente:**  
<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=25492>

El éxito de este estado en particular, se debe a tres políticas de autoconsumo principalmente: al balance neto; al autoconsumo compartido y a la propiedad de las instalaciones. Analicemos una a una. (Observatorio Crítico de la Energía, 2015)

El balance neto, net metering en inglés fue puesto en marcha por primera vez en este estado en 1996. Desde entonces la normativa ha sufrido numerosas modificaciones, la más reciente en 2013.

Trataremos de resumir los puntos clave de este sistema:

1. Cada kW/hora volcado a la red genera un saldo (equivalente al precio al que compra el consumidor la energía) que ha de restarse de la factura generada por el consumo de energía de la red. Este saldo además no se encuentra gravado.
2. La duración del balance es de 12 meses. Por lo que, si tras el transcurso del periodo el saldo es positivo, es decir, se ha generado más de lo que se ha consumido, el consumidor podrá elegir entre obtener una retribución por la energía generada por parte

de la empresa comercializadora, o conservar ese saldo positivo en aras de seguir compensando la energía consumida.

3. El límite de capacidad instalada es de 1MW.

4. Hay un límite de capacidad agregada por territorio y empresa: el 5% de la suma de las máximas potencias que pueden alcanzar todos los autoconsumidores clientes de la empresa comercializadora, o llegado a ese tope, las nuevas instalaciones de autoconsumo se registrarán por la tarifa sucesora del balance neto (se explicará más adelante)

Por otro lado, encontramos el autoconsumo compartido. Hay tres modelos de autoconsumo permitidos:

>Se puede realizar el balance neto sobre más de un punto de consumo, es decir, puede haber varios puntos de consumo para una sola instalación. Para ello tienen que contar con medidores.

>Balance neto entre clientes de viviendas del mismo edificio en multipropiedad. La energía compensada mediante el sistema de balance neto suele ser distribuida proporcionalmente a la propiedad.

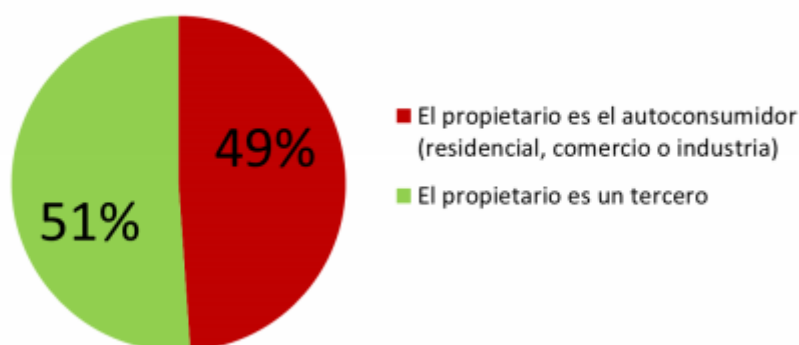
>Un autoconsumidor con distintas propiedades contiguas, puede agregar el consumo y compensar toda la energía generada a una instalación localizada en una propiedad contigua.

Se prevé en esta ley que una vez traspasado el límite mencionado del 5%, o antes de llegar al pasado 1 de julio de 2017, las instalaciones de nueva construcción tendrían que suscribir un contrato vinculado a la tarifa sucesora del balance neto. Se diferencia con la anterior normativa en que las instalaciones de menos de 1MW habrán de pagar una sola vez una tarifa de interconexión; las de más de 1MW podrán registrarse bajo el sistema de autoconsumo pero haciéndose cargo de los costes de interconexión y actualizaciones de la red; además, se producirá el pago de una tarifa por la electricidad consumida de la red por cada kW. Este canon se paga una vez descontado el saldo neto, es decir, al consumo de energía se resta la energía vertida a la red, y si el saldo es negativo (se ha consumido más electricidad que la que se ha vertido a la red) existirá la obligación de pagar. Esta suma de dinero va destinada a financiar políticas públicas de ayuda a familias sin recursos y con falta de eficiencia energética. En cuanto a la propiedad de las instalaciones, como podemos observar en la figura 10 el 49% de las instalaciones de autoconsumo pertenecen al autoconsumidor (residencial, industrial, comercial o institución pública. La cantidad restante la componen instalaciones

propiedad de empresas que financian proyectos de construcción de nuevas instalaciones solares fotovoltaicas. Otro dato relevante es que en todos los años del estudio que se realiza, las nuevas plantas solares fotovoltaicas instaladas propiedad del sector industria, residencial o en manos de instituciones públicas suponen el 95% de las nuevas instalaciones construidas. Es importante conocer qué incentiva a que ocurra esto.

---

Propiedad de las instalaciones de autoconsumo (hasta 2015)



**Figura 10. Fuente: Observatorio Crítico de la Energía**

Además, como podemos observar en la figura 11, en el sector residencial entre 2007 y 2009 la mayor parte de instalaciones son propiedad del autoconsumidor, a partir de este año empieza a disminuir el número de autoconsumidores propietarios. Desde 2013 vuelve a crecer.

Podemos comparar estos datos con la Figura 12, que muestra el crecimiento de las instalaciones fotovoltaicas en los sectores industrial y comercial. El patrón de crecimiento difiere del que hemos visto en el sector residencial. Al principio el porcentaje de instalaciones del autoconsumidor era del 30%, ahora el porcentaje se sitúa entorno al 80% de las nuevas instalaciones.

Existen además, dos modelos de propiedad de un tercero, hemos hablado de ellos con anterioridad: Power Purchase Agreement (PPA) y el leasing. Mediante el PPA el autoconsumidor se compromete a pagar un precio previamente fijado por el consumo de cada kW de energía consumida y generada por una planta propiedad de un tercero, no del autoconsumidor. Por otro lado, el leasing permite que el consumidor pague una cuota mensual sin tener en cuenta la cantidad de energía consumida. Una vez finalizado el leasing el consumidor puede elegir entre comprar la instalación o continuar con el leasing. La principal ventaja de estos mecanismos es evitar el alto desembolso inicial que requieren estas tecnologías. Las empresas comercializadoras están empezando a

diseñar modelos de generación distribuida para el consumidor, quien debe pagar una tarifa fija (menos que la tarifa estándar) por el consumo de la electricidad generada por paneles solares.

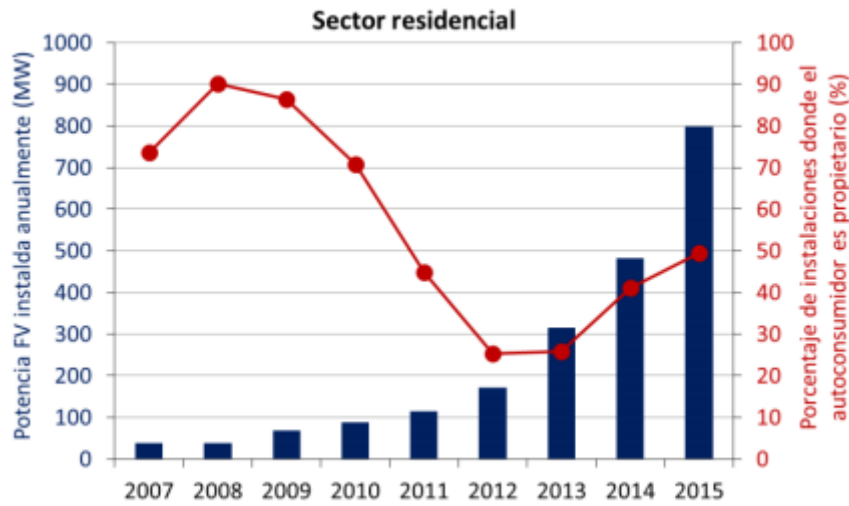


Figura 11. Propiedad de las instalaciones de autoconsumo instaladas anualmente en California en el sector residencial. Fuente: Observatorio Crítico de la Energía.



Figura 12. Propiedad de las instalaciones de autoconsumo instaladas anualmente en California en los sectores comercial e industrial. Fuente: Observatorio Crítico de la Energía

### 3.3.3 El caso de Chipre

No es un país especialmente caracterizado por la capacidad fotovoltaica instalada. Sin embargo, cuenta con programas de fomento de las energías renovables muy llamativos.

El programa "Energía Solar para todos" fija su propósito en la financiación de la compra e instalación de sistemas inferiores a 3 kW. En 2016, se subvencionaron hasta 1,2 MW, no supone un número demasiado elevado, hemos de tener en cuenta que Chipre cuenta con una red de transporte aislada sin interconexión. La elegibilidad para obtener un de estas subvenciones se fija mediante el grado de ingresos anuales, según el Decreto Ministerial 218/2013, estas personas son aquellas que forman parte de grupos sociales vulnerables.

La elevada irradiación solar que recibe el país hace que el periodo de amortización de las instalaciones sea muy rápido: entre 5 y 6 años. Esto hace que sean muy atractivas.

Por otra parte, el programa de balance neto distingue entre dos tipos: hogares (sistemas fotovoltaicos con una potencia instalada de hasta 5kW; industria y comercio (sistemas fotovoltaicos entre 10 y 2000 kW).

Este esquema de balance neto se permite hasta que la potencia total instalada supere los 20MW distribuidos entre: 1,2 MW para el programa "Energía solar para todos", 8,8 MW en viviendas de particulares que no tengan subvención y 10 MW en edificios no habitables. Este sistema consiste en que de la energía volcada a la red se sustrae la energía consumida de la red. La compensación se lleva a cabo cada dos meses por la empresa comercializadora. Cuando la cantidad volcada a la red supere a la cantidad de energía consumida de la red, la cantidad que excede se mantiene para los dos meses siguientes. Si la diferencia fuera negativa, se pagará usando la tarifa estándar del consumidor. Pasado un año, se procede a la liquidación total, el excedente de energía volcada a la red no se puede compensar al año siguiente (como ocurría en California), sino que tiene que ser retribuido.

En cuanto a la propiedad de las instalaciones, la mayoría son propiedad de los autoconsumidores. Existen otros modelos de propiedad, como por ejemplo el alquiler de tejados para instalar paneles y suministrar electricidad al propietario del edificio, que recibe una prima por parte del propietario de la instalación. Se permite que los edificios de apartamentos instalen paneles fotovoltaicos en sus tejados, siempre que exista consentimiento de todos los propietarios del edificio, y siempre que la propiedad de la instalación sea solo de uno de los vecinos. No se permite que todos los vecinos sean propietarios de una instalación que provea de electricidad a todo el edificio, solo que un

vecino sea propietario de la instalación que genera la energía que el mismo autoconsume.

Por último, cabe señalar que el autoconsumo en Chipre no está gravado, no está sujeto a ningún impuesto, sin embargo, los generadores de energía, ya sea esta renovable o convencional, pagan un canon por el uso de las redes.

## 4 CONCLUSIÓN

Albert Einstein señaló: *“los problemas significativos que afrontamos no pueden solucionarse en el mismo nivel de pensamiento en el que estábamos cuando los creamos”*. Esta afirmación que parece tan simple, tan trivial, podemos extrapolarla a cualquier ámbito en la vida. Solo se puede lograr una mejora considerable del nivel de vida cuando dejamos de cortar hojas y trabajamos sobre la raíz, en otras palabras, cuando dejamos de poner parches y afrontamos la profundidad del problema. Thomas Kuhn en su libro *La estructura de las revoluciones científicas* demuestra que los descubrimientos de la ciencia aparecen primero como una ruptura con la tradición, con el pensar de siempre, se produce una ruptura con los antiguos paradigmas, se produce lo que el denomina un cambio de paradigma, un cambio en la forma de ver el problema.

En la investigación llevada a cabo, he sufrido ese cambio de paradigma, un problema que parecía que me era lejano, y que está más que latente y llamando a la puerta de cada casa. Es la supervivencia de las generaciones futuras la que está en juego.

Entre todas las publicaciones leídas sobre el tema, he encontrado mucha fuerza en los factores que aseguran, o al menos garantizan con algo de fiabilidad, el éxito de la inversión en energías renovables. No obstante, he sentido la carencia de literatura sobre la importancia de la educación en todo esto, apenas unas líneas en algún libro. En el momento en el que la sociedad quede concienciada de la magnitud del problema, de lo importante que es hacer de este planeta un lugar sostenible, en ese momento, todo lo demás saldrá rodado. Algo así como una cadena de producción, donde el input fundamental es una sociedad formada y con espíritu social y emprendedor, para utilizar los instrumentos con los que contamos, de una forma innovadora: regulación, factor natural, sistema financiero. Obteniendo así un output de generación de riqueza sin comprometer el acceso a los recursos de las generaciones futuras.

En cuanto a la regulación, queda claro que debe ser estable en el largo plazo, debido a la duración prolongada como nota característica de los proyectos de inversión en plantas solares fotovoltaicas. Debe crear un entorno de confianza y seguridad. Para ello, las medidas que se tomen, sean las que sean, deben ser graduales. España es uno de los países con más horas de irradiación solar, lo que crea un entorno más que favorable para ser uno de los países líderes en lo que podríamos denominar la *“transición energética”*. España ha de aprender de muchos de los sistemas que nos rodean, como el alemán o el estadounidense, aprender de los errores y *“copiar”* los modelos que han tenido éxito. Es clave que la energía producida y no consumida, es decir, la electricidad

que producen los puntos de autoconsumo y que vierten a la red, se vea remunerada. Este mecanismo que se encuentra en vigor en algunos países, podría ser un impulso claro hacia el crecimiento de la inversión en este tipo de proyectos. El autoconsumo tiene numerosas ventajas, tanto económicas como ambientales, que hacen que sea una opción muy atractiva para impulsar la transición energética. Contribuye a reducir la dependencia energética que sufre España, así como a reducir las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera. Es un método de consumo de energía bastante eficiente desde el punto de vista del transporte de la electricidad, que sufriría pocas pérdidas encontrándose punto de generación y punto de consumo tan cerca.

Además, hemos analizado instrumentos financieros como el Power Purchase Agreement, que permiten a quienes lo suscriben evitar el gran desembolso inicial necesario para poner en marcha la tecnología. Una de las grandes ventajas para el consumidor es el ahorro en gastos de energía y la previsibilidad de esos gastos, puesto que el precio queda fijado al inicio del contrato. El punto clave para la empresa propietaria de la instalación es que el PPA sea bancable, es decir, que reúna las características necesarias para que una institución financiera proceda a financiar el proyecto. Esto genera un efecto dominó que hace que las empresas impulsoras de inversión fotovoltaica puedan aumentar su cartera de inversiones. Así, a través de medios únicamente privados, se crea un efecto multiplicador de la inversión. Por ello es importante que haya una regulación sólida de autoconsumo y contratos de compraventa de energía. En consonancia con lo anterior, el sistema financiero debe ser sólido, aportando liquidez al sistema y generando confianza. Las instituciones financieras deben ser transparentes y fiables.



## 5 Bibliografía

- A. Puerto Rico, J. (2015). Política energética en Brasil: Implementación del componente renovable. *Revista Energética Universidad de Colombia*, 95-106.
- Acciona. (2015). <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/>.
- Alenza García, J. F. (2016). Las energías renovables ante la fugacidad legislativa: la mitificación de los principios de inseguridad jurídica y de desconfianza legítima: a propósito de la STC 270/2015 sobre el nuevo sistema retributivo de las energías renovables. *Actualidad Jurídica Ambiental* n.55.
- Asociación Costarricense de Energía Solar. (2015). *Panorama de la regulación de la generación distribuida*.
- Atienza Serna, L. (13 de 7 de 2008). La electricidad, eje de la energía sostenible. *El País*.
- Beth Penndorf, S. (5 de 2 de 2018). *Renewable energy power purchase agreements*. Obtenido de 3degrees: <https://3degreesinc.com/ppas-power-purchase-agreements/>
- Bodmer, E. (2014). Solar Project Finance Model.
- Carcar, S. (28 de 1 de 2012). [https://elpais.com/diario/2012/01/28/economia/1327705210\\_850215.html](https://elpais.com/diario/2012/01/28/economia/1327705210_850215.html). *El País*.
- Comisión Europea. (2 de 3 de 2016). *Eur-lex, access to European Union*. Obtenido de <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016DC0110&from=EN>
- Creara Energy Experts. (2 de 11 de 2017). *Estado de los contratos bilaterales de compra venta de energía en España*. Obtenido de [www.creara.es/actualidad/estado-actual-contratos-bilaterales-compraventa-energia-en-espana](http://www.creara.es/actualidad/estado-actual-contratos-bilaterales-compraventa-energia-en-espana)
- Creara, energy experts. (2016). *Informa nacional de asesoramiento regulatorio*.
- Cruz Peña, J. (27 de 6 de 2016). La banca se juega 30.000 millones en deuda de renovables con el nuevo recorte de Nadal. *El Confidencial*.
- Cruz Peña, J. (14 de 7 de 2017). La banca ya no lo ve tan claro y comparte el nuevo pastel renovable con el capital privado. *El Confidencial*.

- Cruz Peña, J. (3 de 1 de 2018). Grupo IFA y Mercadona abren la puerta a los contratos de energía renovable a largo plazo. *El Confidencial*.
- de Cuenca Barella, I. (2014). Políticas públicas de fomento de la energía sola en España. *Universitas n.20*, 65-90.
- Eckhart, M. T. (1999). Financing Solar Energy in the U.S. *Solar International Management*, 5-11.
- El Observatorio Crítico de la Energía. (2016). *Un autoconsumo que democratice el sistema eléctrico*.
- El periódico de la energía. (13 de 7 de 2016). Acciona Energía firma un contrato de compraventa de electricidad en México. *El periódico de la energía*.
- El Periódico de la energía. (29 de 5 de 2017). El contrato PPA, ese gran desconocido que dará que hablar en el mercado eléctrico español. *El Periódico de la energía*.
- Electronic Industries Alliance. (marzo de 2016). *Today in Energy*. Obtenido de Wind adds the most electric generation capacity in 2015, followed by natural gas and solar: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=25492>
- Energías Renovables, el periódico de las energías limpias. (13 de 7 de 2017). Grandes corporaciones: los contratos bilaterales de compra-venta de electricidad se multiplican por 20 en solo cuatro años. *Energías Renovables, el periódico de las energías limpias*.
- EuropaPress. (4 de 2016). La AIE dice que España es un caso único de tasa específica para los autoconsumidores de electricidad. *EuropaPress*.
- European Energy Centre. (2017). The best ways to Finance Renewable Energy Projects.
- Fernández, S. (16 de 5 de 2017). ¿Cómo funciona la subasta de renovable de España? *Diario de renovables*.
- Fraunhofer ISE. (2018). *Photovoltaics Report*. Freiburg.
- Fusaro, P. (2012). The New Green Business Model for Sustainable Finance.
- Gates, B. (2010). Innovating to zero. TED, Ideas worth spreading.
- Giraudy Arafet, C. M. (2014). Factibilidad de instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red. *Ingeniería Energética vol. XXXV, No. 2/2014*, 141-148.
- Gómez, S. (2017). *Magnus Commodities*. Obtenido de <https://www.magnuscmd.com/es/el-fenomeno-del-ppa/>

- GreenPeace. (25 de 2 de 2016). *Acuerdo de medidas urgentes de fomento del autoconsumo eléctrico*. Recuperado el 2018, de <http://archivos.greenpeace.org/espana/es/Informes-2016/Febrero/Acuerdo-de-medidas-urgentes-de-fomento-del-autoconsumo-electrico/>
- International Energy Agency. (2016). *Review and analysis of PV self-consumption policies*.
- International Energy Agency. (2017). *World Energy Outlook*.
- International Finance Corporation, World Bank Group. (2015). *Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants*. Washington D.C.
- J. Gallego, C. (2015). El cambio de modelo energético en Alemania. *Público*.
- Loker, C. (2012). Creating sustainable finance. TEDx Talks.
- Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. (10 de 2016). *España, muy por encima de la senda prevista para lograr el objetivo del 20% de renovables en 2020*. Recuperado el 2018, de <http://www.minetad.gob.es/es-ES/GabinetePrensa/NotasPrensa/2016/Paginas/20161011-prevision-renovables.aspx>
- Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. (2018). *Consumidores directos en mercado*. Recuperado el 2018, de <http://www.minetad.gob.es/energia/electricidad/Distribuidores/Paginas/ConsumidoresDirectosMercado.aspx>
- Mora Ruiz, M. (2014). La ordenación jurídico-administrativa de las energías renovables como pieza clave en la lucha contra el cambio climático, ¿un sector en crisis? *Actualidad Jurídica Ambiental*.
- Morales Plaza, J. I. (2012). *Las claves del éxito de la inversión en energías renovables*. Marcial Pons.
- Muñoz Fernández, A. (2017). Inversión socialmente responsable. *Eunomía. Revista en Cultura de la Legalidad* nº11, 273-284.
- National Geographic. (2017). Renewable Energy 101.
- Nobeto-Reyes, C. (2017). Determinantes de la innovación en el sector fotovoltaico: un análisis de políticas públicas. *Saber, Universidad de Oriente, Venezuela*. Vol. 29, 107-115.

- Observatorio Critico de la Energía. (14 de 12 de 2015). Autoconsumo marca España: la normativa más restrictiva del mundo. *La marea*.
- Ochoa Berganza, J. (2013). Finanzas para una economía humana sostenible: hacia la banca ética. *Revista de Dirección y Administración y Dirección de Empresas*, n°20, 123-143.
- Ostos Rojas, I. M. (2017). Sistema híbrido fotovoltaico (FV) con interacción a la red para zonas rurales de Colombia. *Revista de Investigación Agraria y Ambiental* .
- Overseas Private Investment Corporation. (n.d.). *OPIC*. Retrieved 2018, from <https://www.opic.gov/sites/default/files/files/10%20Elements%20of%20a%20Bankable%20PPA.pdf>
- Padrón Vidal, V. (2 de 11 de 2017). *Creara*. Recuperado el 21 de 5 de 2018, de <http://www.creara.es/actualidad/estado-actual-contratos-bilaterales-compraventa-energia-en-espana>
- Partido Popular y Ciudadanos. (2016). *150 compromisos para mejorar España*. Madrid.
- Pomade, A. (2017). Transición energética en la Unión Europea y las energías renovables en Francia . *Revista Direito Ambiental e sociedade*, v. 7, n. 1, 282-299.
- Recalde, M. (2017). La inversión en energías renovables en Argentina. *Revista de Economía Institucional*, 231-254.
- UK Government. (s.f.). *legislation.gov.uk*. Recuperado el 2018, de <http://www.legislation.gov.uk/ukxi/2014/2511/contents/made>
- World Business Council for Sustainable Development. (2015). *Corporate Renewable Power Purchase Agreement: scaling up globally*. Recuperado el 2018, de [file:///C:/Windows/system32/config/systemprofile/Downloads/corporate\\_renewable\\_ppas\\_scaling\\_up\\_globally.pdf](file:///C:/Windows/system32/config/systemprofile/Downloads/corporate_renewable_ppas_scaling_up_globally.pdf)
- World Business Council for Sustainable Development. (2017). *Power purchase agreements en Argentina*.