



LOS ACUERDOS DE COMPRA VENTA DE ENERGÍA (POWER PURCHASE AGREEMENT – PPA)

Marzo 2018

Unión Española Fotovoltaica (UNEF)

Contenido

1	Resumen ejecutivo	4
2	Introducción	6
3	PPAs de energía renovable: introducción	6
3.1	¿Qué es un PPA de energía renovable? ¿Para qué sirve? Sustitución de tarifas y precios indexados.....	7
3.2	¿Qué motivos existen para hacer PPAs?	8
3.2.1	Vendedores de energía	8
3.2.2	Compradores de energía.....	8
3.2.3	Otros stakeholders: acreedores preferenciales, avalistas, plataformas participativas	9
3.3	¿Qué beneficios tienen los PPAs vs. otras formas de fijar precios de venta?.....	10
4	Marco regulatorio en España	11
4.1	Contratos bilaterales según la legislación española.....	11
4.2	Empresas de Servicios Energéticos (ESEs).....	12
4.3	Autoconsumo	12
4.4	Powershare (Autoproducción Compartida de Energía)	13
4.5	Autosuministro, Autoconsumo Remoto o Autoconsumo Off-site	13
4.6	¿Es necesario regular los PPAs? ¿Cómo se pueden regular?	16
5	Estructura de los PPAs.....	16
5.1	¿Qué tipos de estructuras existen hoy en día a nivel internacional? PPAs físicos vs. sintéticos	17
5.1.1	¿Qué tipos de precios hay?	17
5.1.2	¿Qué es la posibilidad de financiación de un proyecto? ¿Qué factores consideran las instituciones financieras para la financiación de un proyecto (“Project Finance”)?.....	18
6	¿Qué deben tener en cuenta los compradores?.....	19
6.1	Qué considerar a la hora de firmar un PPA.....	19
6.2	Duración del contrato	20
6.3	Precios presentes y futuros. Tipo de índices de revisión de precios	20
6.4	Qué proyectos elegir	20
6.5	Penalizaciones	21
7	¿Qué deben tener en cuenta los promotores?	21

7.1	Determinar qué precios ofertar	21
7.2	Asesoramiento de futuros clientes	21
7.3	¿Institucional o privado? ¿Comercializadora?	22
7.4	Riesgo contraparte	22
8	¿Qué deben tener en cuenta otros stakeholders?	22
9	Barreras para los PPAs en España	24
10	Anexo I: Antecedentes	25
11	Anexo II: Modelo de PPA.....	28

1 Resumen ejecutivo

- Un “*Power Purchase Agreement*”, más conocido como PPA de energía renovable, es contrato entre un consumidor y un productor de energía (de cualquier índole), entre un productor y un comercializador, o entre comercializadores entre sí para comprar electricidad a un precio prefijado, en unas condiciones acordadas y para un periodo de tiempo establecido previamente.
- Los PPAs son cada vez más atractivos tanto para grandes consumidores como para productores. Los consumidores pueden garantizarse el precio de la energía en un determinado periodo que reduzca o minimice la volatilidad de precios que tiene el sistema eléctrico. Para los productores, un flujo seguro de ingresos para la electricidad generada por su proyecto renovable es una consideración clave para la posibilidad de financiación.
- La forma más habitual de hacer un PPA en España es a través de contratos bilaterales de compra-venta de energía que están regulados en la legislación, aunque existen otras maneras mediante otros tipos de contratos comprendidos en la legislación española, como con el autoconsumo, la autoproducción compartida de energía o el autosuministro.
- Existen muchos mecanismos de precios que pueden existir en un PPA. Los dos mecanismos más comunes son los de precio fijo o los de descuento a PPA de mercado.
- Las estructuras de PPAs a nivel internacional más comunes son los PPAs físicos y los sintéticos. Los PPAs físicos son aquellos en los que hay una entrega física de la electricidad. Pueden ser *on-site* y *off-site*, si la generación y el consumo están conectados directamente o no. Los PPA financieros o sintéticos son más flexibles en su estructura, ya que los desarrolladores y los compradores no tienen que estar conectados a la misma red.
- Uno de los grandes escollos para la firma de un PPA es conseguir financiación para el proyecto de energía renovable. Un proyecto financiable tiene un perfil de riesgo suficientemente equilibrado para que los prestamistas estén dispuestos a financiar el proyecto, siendo estos riesgos de construcción, tecnológicos, de precio o regulatorio en el caso de España.
- Son muchas las consideraciones que hay que tener en cuenta a la hora de firmar un PPA, tanto por la parte compradora como por la parte de los

promotores. La duración, el precio, las penalizaciones, la planificación y las entregas son solo algunos de los términos a discutir. Es fundamental que ambas partes tengan buen asesoramiento antes de firmar un PPA.

- A pesar de que los PPAs son factibles en España, su incipiente desarrollo hace que existan todavía algunas barreras para su desarrollo. Estas barreras son la regulación, la volatilidad de los precios de mercado y su falta de visión a futuro, y la falta de conocimiento por parte de los grandes consumidores de electricidad.

2 Introducción

Debido al creciente interés por parte de la industria renovable, pero fotovoltaica en particular, de entender qué son los PPAs y cómo esta forma de contratar energía puede contribuir a desarrollar el mercado, desde UNEF y con ayuda de sus asociados, hemos querido escribir un documento divulgativo para ayudar a nuestros socios a entender más sobre este tema tan de actualidad.

En el informe comenzamos explicando qué es exactamente un PPA y qué función tiene. Analizamos cuáles son las ventajas e inconvenientes de hacer PPAs frente a otros tipos de compra venta de electricidad para todos los stakeholders involucrados en el proceso.

Se explica también cuál es el marco normativo nacional que tienen que seguir las empresas que estén pensando en hacer PPAs. A continuación se enumeran los diferentes tipos de PPAs que existen a nivel internacional y se explican sus implicaciones.

Las oportunidades de financiación de PPAs, además de los factores clave considerados para su viabilidad, se discuten en el informe, así como las claves que deben tener en cuenta los compradores y los vendedores a la hora de definir el contrato, incluyendo los riesgos a los que se enfrentan las partes.

El documento incluye también una descripción de las barreras a las que se enfrentan las empresas hoy en día en España a la hora de negociar PPAs y finaliza con un anexo detallando los antecedentes legislativos y en general del marco regulatorio energético nacional en el que se tienen que negociar estos contratos, y un contrato tipo PPA con lo que consideramos serían los puntos esenciales a tener en cuenta.

3 PPAs de energía renovable: introducción

Cada vez es más frecuente que empresas y organismos institucionales opten por un suministro eléctrico 100% renovable o, al menos, que éste tenga una componente renovable fiable y seguro. Esta medida, además de deberse a los compromisos en materia de energía y cambio climático que tienen los correspondientes estados Miembros de la UE –Estrategia Europea 2020–, es una decisión estratégica y/o comercial que puede estar fundada tanto en el cumplimiento de objetivos de responsabilidad social corporativa, como de imagen o con un papel de ejemplaridad.

Además, garantizarse el precio de la energía en una determinada franja horaria, periodo o, simplemente, como refuerzo, también sirve para garantizarse unas condiciones de suministro pactadas a un precio determinado que reduzca o minimice la volatilidad de precios que tiene el sistema eléctrico.

Las energías renovables son cada vez más competitivas dada su reducción de precios y su incremento de eficiencia. La demanda de energía renovable está por ello incrementándose, pero los principales desafíos identificados para su desarrollo adicional son el acceso a la financiación, la garantía de la capacidad de financiar los proyectos de energía renovable y la mejora de la integración de los crecientes niveles de energías renovables en los mercados de la electricidad.

La regulación de energía renovable en España ha sufrido numerosos cambios en los últimos cinco años, además de la consiguiente inseguridad jurídica que existe para los potenciales inversores de energías renovables. Esta incertidumbre ha provocado que muchos desarrolladores y productores estén considerando otras formas de financiación de sus proyectos.

Un flujo seguro de ingresos para la electricidad generada por un proyecto renovable es una consideración clave para la posibilidad de financiación de los proyectos. Para abordar este riesgo, los desarrolladores están recurriendo a las comercializadoras como nuevas contrapartes para administrar y diversificar los flujos de ingresos a nivel nacional e internacional. Del mismo modo, muchas empresas están buscando activamente la contratación de energía renovable por razones económicas y ambientales. Este informe pretende arrojar un poco de luz sobre una forma de contrato de compra venta de energía renovable que se utiliza ya a nivel internacional, los PPAs, y analiza las posibilidades de ser utilizados en España.

3.1 ¿Qué es un PPA de energía renovable? ¿Para qué sirve? Sustitución de tarifas y precios indexados.

En términos generales, un PPA (en sus siglas del inglés “*Power Purchase Agreement*” que en español se podría conocer cómo Acuerdo sobre Compra de Energía) es un contrato entre un consumidor y un productor de energía (de cualquier índole), entre un productor y un comercializador, o entre comercializadores entre sí para comprar electricidad a un precio prefijado, en unas condiciones acordadas y para un periodo de tiempo establecido previamente.

El acuerdo contiene términos contractuales corrientes de venta de electricidad, como duración del contrato, punto de suministro, días y horas de suministro, volumen, precio y producto, además de garantías de penalizaciones, gestión de desvíos y otros puntos. La electricidad vendida puede venir de un suministro ya existente de energía o de un nuevo proyecto. También se puede indicar a lo largo del proyecto las planificaciones establecidas entre las partes para la ejecución del contrato, del proyecto y su puesta en marcha.

3.2 ¿Qué motivos existen para hacer PPAs?

Actualmente, el PPA es una de las vías de establecer el precio del suministro energético de los proyectos de energía renovable, en especial a nivel internacional.

Numerosos países están cambiando el sistema de tarifas de compra de energía (*Feed-in tariffs*) por un sistema más específico de compraventa de energía como son los PPAs. Además, se establece como el sistema más adecuado para los acuerdos privados de acceso a la energía.

Existen varios motivos para que se estén abordando los acuerdos de compra de energía de forma generalizada como es la capacidad de establecer acuerdos específicos por tecnología y planta a desarrollar, establecer un mejor control sobre los costes y precios finales de venta y el establecimiento de garantías y penalizaciones específicas para la central que va a ser desarrollada.

3.2.1 Vendedores de energía

- Con PPAs, los vendedores de energía pueden mitigar el riesgo del proyecto, además de permitirse diversificar los flujos de ingresos.
- Se permite la financiación de nuevos proyectos, ofreciendo flujos de ingresos predecibles y a largo plazo que sean más interesantes para las instituciones financieras.
- Se da el desarrollo de negocio a través de la creación de proyectos comunes con otras empresas e instituciones.

3.2.2 Compradores de energía

- Facilita la economía de las empresas, ya que suministra precios asequibles a largo plazo y mejora la visibilidad de precio, y menos volatilidad del mismo.

- Mejora los índices de sostenibilidad medioambiental de las organizaciones, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y progresando en su descarbonización.
- Mejora la marca y el liderazgo de la organización, pudiendo ofrecer valor por sus logros en energías renovables y medio ambiente aparte de su impacto macro económico por consumo de energía de fuentes autóctonas, incluso de impacto social en el caso de “kilómetro cero” mediante autoconsumo con línea directa (PPA físico directo).

3.2.3 Otros stakeholders: acreedores preferenciales, avalistas, plataformas participativas

Aparte de los actores principales mencionados anteriormente, existen otros sujetos secundarios que pueden jugar diferentes roles en el contexto de los PPAs:

- Acreedor preferencial: es el término usado para referirse a aquel acreedor o prestamista que ostenta sobre el acreedor subordinado, los derechos preferenciales sobre los activos o bienes de un deudor, ante el evento de una posible quiebra o insolvencia de éste. Cuando para cerrar un PPA sea necesaria financiación inicial, puede acudir a la deuda principal para ello, sirviendo los activos del acreedor subordinado (ya sea el proveedor o el consumidor de energía) de garantía. Esto permite reducir el riesgo en las operaciones financieras para las entidades que actúan como acreedores principales pues los activos sirven de garantía.
- Avalistas: Cumplirían una función similar a la de los acreedores preferenciales, pero en este caso mediante la figura del aval, que es un compromiso unilateral de pago, generalmente solidario, en favor de un tercero (beneficiario), que recibirá la prestación en caso de no cumplir el avalado (deudor del beneficiario). En el caso de los PPAs, un banco podría hacer de avalista, el beneficiario podría ser el suministrador de energía y el deudor del beneficiario el consumidor de energía.
- Plataformas participativas (crowdfunding): Actualmente las plataformas de financiación participativa son un posible financiador a tener en cuenta en cualquier caso, también en los PPAs. Cuando una operación de PPAs requiera financiación, y especialmente cuando la energía sea renovable, cabe contar con el interés, al menos potencial, de las plataformas participativa en involucrarse en tales operaciones.

3.3 ¿Qué beneficios tienen los PPAs vs. otras formas de fijar precios de venta?

En general los PPAs son contratos privados que se negocian ajustándose a las necesidades de las dos partes involucradas y buscando su comodidad con el acuerdo. En ciertos casos, estos PPAs tienen un componente público cuando el tomador final es un organismo público. En España, no obstante, el Estado no ha optado por esta figura por lo que no se puede hablar de PPA público. Existe un caso mixto que sería cuando un organismo público (poder adjudicador o ente del sector público que no sea Administración Pública) accediera a esta figura pues estaríamos hablando de un contrato privado pero afectado por la Ley de Contratos del Sector Público (Real Decreto Legislativo 3/2011, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Contratos del Sector Público, o en su caso, Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público). Sin embargo, si fuera una Administración Pública (Ayuntamiento, Consejería, etc.), la que optara por un suministro a través de PPA, el contrato tendría carácter administrativo y se regiría íntegramente por la normativa reguladora de los contratos administrativos.

Una empresa u organización que quiera de alguna manera invertir en energías renovables, o que desee llevar a cabo una estrategia para incrementar su consumo de energía renovable, no tiene porqué invertir directamente en un proyecto de generación, con los riesgos y gastos que ello conlleva. Existe la posibilidad de que, con un PPA, el comprador no sea responsable de la financiación, instalación, operación o mantenimiento de un proyecto de energía renovable si no quiere. Además, no tiene que tener el capital inicial para un proyecto de tal envergadura.

La contratación bilateral mediante acuerdo de compra basado en los contratos PPA, permite que la parte compradora se asegure el acceso a una cantidad de energía previamente pactada con unas garantías (de continuidad tanto por parte del suministrador como por parte del comprador), niveles (de desvíos) y cantidades establecidas en un periodo de tiempo y a un precio pactado, lo que le permite poder disponer de un control exhaustivo sobre el coste energético eléctrico en dichos periodos.

Además, si la tecnología elegida es la solar fotovoltaica, se le permite garantizar que ese suministro se realizará desde un sistema de generación conocido, distribuido renovable y autóctono. Al pactar las cantidades y precios de la energía, este contrato le permite cubrir unas necesidades establecidas pudiendo utilizarse de cobertura de precio ante fluctuaciones del mercado clásico.

Para la parte vendedora, los beneficios se establecen en el aseguramiento de venta de la energía producida en las condiciones pactadas lo que le permite poder acceder a mercados financieros de forma más segura que ante un mercado fluctuante como el actual. Además, le permite planificar con mayor rigor la producción en función de la demanda incluso en los periodos donde el suministro sea de cobertura y, por ello, tendrá un mayor rigor en los conceptos de operación y mantenimiento.

4 Marco regulatorio en España

4.1 Contratos bilaterales según la legislación española

La regulación de los contratos bilaterales en España se recoge en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, y en el artículo 24 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.

El Real Decreto 2019/1997 recoge las normas básicas para la contratación bilateral de energía eléctrica con entrega física al margen del mercado organizado. Regula que los productores, los autoprodutores, los agentes externos, los distribuidores, los comercializadores, los consumidores cualificados o los representantes de cualquiera de ellos, como sujetos del mercado de producción, podrán formalizar contratos bilaterales con entrega física de suministro de energía eléctrica. Los titulares de los contratos bilaterales pueden participar en los mercados de servicios y de gestión de desvíos.

La Ley del Sector Eléctrico en el artículo 24 por su parte regula diferentes modalidades de contratación, que están exceptuados del sistema de ofertas: la existencia de contratos de compraventa a plazo de energía eléctrica, contratos de carácter financiero que tengan como subyacente la energía eléctrica, así como contratos bilaterales realizados directamente entre los consumidores y los productores, entre los productores y los comercializadores y entre los comercializadores entre sí. Los contratos bilaterales con entrega física contemplan al menos el precio de adquisición de la energía y el período temporal del suministro.

4.2 Empresas de Servicios Energéticos (ESEs)

Las Empresas de Servicios Energéticos (ESEs – ESCO en sus siglas inglesas como acrónimo de *Energy Service Company*) son actores clave en el desarrollo que los PPAs. Algunas de las normas que le son de aplicación son las siguientes:

El Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo, dedica todo su título V a las ESEs. En el artículo 19 se contiene la definición legal de ESE y se regula su régimen jurídico básico. Se indica además en el apartado segundo de este artículo que “el servicio energético prestado por la empresa de servicios energéticos consistirá en un conjunto de prestaciones incluyendo la realización de inversiones inmateriales, de obras o de suministros necesarios para optimizar la calidad y la reducción de los costes energéticos. Esta actuación podrá comprender además de la construcción, instalación o transformación de obras, equipos y sistemas, su mantenimiento, actualización o renovación, su explotación o su gestión derivados de la incorporación de tecnologías eficientes. El servicio energético así definido deberá prestarse basándose en un contrato que deberá llevar asociado un ahorro de energía verificable, medible o estimable.” Es decir una ESE podría construir una instalación de producción y ser parte en un PPA.

El Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía, dispone en su disposición transitoria que el Directorio de Empresas de Servicios Energéticos del Instituto de Diversificación y Ahorro Energético (IDAE) pasará a denominarse Listado de Proveedores de Servicios Energéticos y establece un plazo de seis meses para las ESEs para enviar la correspondiente declaración responsable a fin de que sean incluidas en dicho registro.

4.3 Autoconsumo

El autoconsumo y los PPAs están estrechamente relacionados. En concreto, a los PPAs cuya energía se transmita mediante línea directa les serán de aplicación las disposiciones relativas al autoconsumo tipo II del Real Decreto de Autoconsumo 900/2015. Entre los requerimientos que esta norma introduce para este tipo de autoconsumo destaca a tener en cuenta la necesidad de firmar contrato de acceso con

la distribuidora, la instalación de diversos contadores y la limitación respecto a la potencia instalada, que no podrá ser superior a la contratada.

Estas consideraciones serán de aplicación tanto si la instalación de producción está dentro de la misma referencia catastral, por ejemplo en el tejado de la fábrica, y se conecta a la red interior del consumidor, como si se produce en una finca ajena, con otra referencia catastral, y la conexión se realiza mediante línea directa. En este caso además habrían de cumplirse una serie de requisitos, tales como que el sujeto productor y consumidor sea el mismo o el que el segundo posea al menos el 25% del primero. Además, si un tercero se conectara a la línea directa, esta habría de ser automáticamente cedida a la compañía distribuidora. Además para estas líneas no aplican las disposiciones de declaración de utilidad pública de las que disfrutaban las distribuidoras, lo que obliga a negociar con los propietarios de los terrenos por los que deba transcurrir la línea.

En caso de que el consumidor fuera autosuficiente con la energía proporcionada mediante el PPA y no estuviera conectado a la red, las limitaciones anteriormente expuestas no serían de aplicación.

4.4 Powershare (Autoproducción Compartida de Energía)

El Powershare es un novedoso concepto con un gran potencial. Consiste en la autoproducción compartida de energía. El ejemplo más conocido en España es el proyecto [Generation kWh de Som Energia](#). En este proyecto cada participante invierte una cantidad de dinero en acciones energéticas en relación a la electricidad que utiliza anualmente. Dichas aportaciones se agrupan y se invierten en proyectos de generación renovable. El contrato es de 25 años y se garantiza que al término del mismo la inversión será devuelta. Mientras no existan incentivos para estos nuevos proyectos, con un 0% de interés. La energía producida es facturada por esta comercializadora a precio de coste en la proporción de la inversión a cada participante.

Como reseña, esta modalidad actualmente no se encuentra regulada en la legislación española por lo que no se puede prever como será regulada en un futuro.

4.5 Autosuministro, Autoconsumo Remoto o Autoconsumo Off-site

El “Autosuministro”, “Autoconsumo remoto” o “Autoconsumo *off-site*” es una configuración de suministro eléctrico distinta al Autoconsumo, aunque existan ciertas

similitudes entre las mismas. El Autosuministro se encuentra regulado por la Ley 24/2013 y por el Real Decreto 2019/1997.

Por un lado, el Autoconsumo, se legaliza conforme a lo establecido en el Real Decreto 900/2015, por lo que la capacidad de la instalación tendrá su máximo en la potencia contratada del consumidor. La instalación se conecta en la red interior del consumidor (aguas abajo de la Caja General de Protección) y deberá abonar los peajes y cargos al autoconsumo que correspondan.

Por el otro, el Autosuministro sigue el procedimiento de autorización de una instalación de producción conforme a la normativa sectorial: no hay límite en la capacidad de la instalación, la instalación se conecta a la red de distribución/transporte (aguas arriba de la Caja General de Protección) y puede ubicarse en cualquier punto del Estado. También implica la existencia de un único titular que, simultáneamente, debe ser sujeto productor y sujeto consumidor.

Se suscribe un contrato bilateral de energía eléctrica con entrega física en modalidad de autocontratación, conforme al principio de libre contratación previsto en el artículo 24 de la Ley 24/2013 y en el Real Decreto 2019/1997, dando lugar a una autoentrega de energía que no pasa por el mercado *spot* y donde no se factura ningún coste por esta electricidad, ya que según lo dicho está exenta de presentar ofertas en el mercado diario o intradiario. De no coincidir las titularidades en una misma persona, incluso cuando fuesen sociedades con el mismo propietario, nos encontraríamos ante un caso de operación vinculada a efectos tributarios (*transfer pricing*)¹.

El consumidor, para poder suscribir contratos bilaterales con entrega física de energía, debe constituirse como consumidor directo, conectado en Media o Alta Tensión, tal y como se define en el artículo 6.1.g de la Ley 24/2013. Al ser cliente en Alta Tensión, puede contratar a discreción los periodos tarifarios bien con una comercializadora, bien con contratos bilaterales.

Existen distintas modalidades de Autosuministro en función de la capacidad de la instalación. En primer lugar, que la instalación de producción tenga capacidad para cubrir el consumo anual del consumidor directo, sirviéndose para aquella proporción

¹ El *transfer pricing* o precio de transferencia es el precio que pactan dos empresas relacionadas entre sí para transferir, entre ellas, bienes, servicios o derechos. En el ámbito tributario este precio es relevante si estas entidades tienen vínculos de propiedad entre sí, lo que facilitaría que la fijación del precio se hiciera en condiciones diferentes a la fijación de precio por empresas no vinculadas entre sí.

que no sea autoconsumo instantáneo de firmar PPAs complementarios con una comercializadora para hacer balance neto.

En segundo lugar, que la instalación de producción no alcance a cubrir las necesidades de consumo del consumidor directo y éste requiera energía adicional. En este caso, al igual que en el ejemplo anterior, para adquirir esta energía adicional el consumidor directo puede (i) adquirir su energía directamente en el Mercado de Producción, asumiendo los riesgos económicos que ello conlleva; (ii) adquirir su energía mediante un representante en el Mercado de Producción, abonando un coste por dicho servicio; (iii) contratar con una comercializadora en uno o varios períodos tarifarios; y (iv) contratar con una comercializadora la realización de un balance neto virtual. En este último caso, debe tenerse en cuenta que ello implica que la instalación de producción vende su electricidad a la comercializadora y que ésta se la suministra al consumidor directo, por lo que nos encontraríamos en una situación análoga a un caso de operación vinculada a efectos tributarios.

Dicho de otra manera, el productor tiene que hacer una oferta de venta, no de compra. La utilidad de esta obligación está en asegurar que los PPA no le quiten liquidez al mercado, y que no haya manipulación de precios en el mismo mediante estos PPAs. Partiendo de la premisa de que el comportamiento en el mercado es racional, si el productor está obligado a ofertar un precio de compra por su propia venta de energía a su coste de oportunidad, y otro sujeto del mercado se lo ofrece a un precio inferior a su coste de oportunidad, el productor preferiría comprarle a éste para cumplir las obligaciones que le emanen de su contrato bilateral, en vez de vender su propia producción, ya que la compra a un precio a coste de oportunidad, o inferior, le resultaría per definición más racional. Si el productor vende producción de origen fotovoltaico, su coste marginal es cero, ya que su CAPEX es coste hundido, su OPEX es lineal y no depende de la unidades marginales producidas, y su “combustible”, que es el sol, es gratuito. Al no ser que alguien le ofrezca un precio cero, o menor, no tiene incentivo para comprar electricidad a un tercero para cumplir sus obligaciones de suministro a raíz del PPA.

4.6 ¿Es necesario regular los PPAs? ¿Cómo se pueden regular?

El sistema de PPAs es un mercado ajeno a la regulación del mercado de la electricidad, aunque, si bien es cierto, se debe de someter a una serie de normas para que su gestión quede dentro de los protocolos legales del mercado eléctrico del país. Es decir, las negociaciones de los parámetros de compraventa son libres entre las partes implicadas pero el acceso a las redes, la cobertura de la energía fuera del ámbito del contrato y la satisfacción de los costes de transporte y distribución, si lo hubiera, sí entran dentro de la necesidad de someterse a la regulación del país.

Aun así, estos mecanismos ya se encuentran, en mayor o menor medida, recogidos en la actual legislación española por lo que, adaptar el empleo de los PPAs no implica un desarrollo normativo complejo.

Como mención, indicar que los PPAs tienen como documentos asociados principales los Acuerdos de Implementación (*Implementation Agreements*) y los Acuerdos de Interconexión (*Connection Agreements*) que, si bien nos son desarrollados en este informe, se deben de tener presentes. En España, los Acuerdos de Interconexión son gestionados por las compañías distribuidoras eléctricas (y, subsidiariamente por el operador del sistema Red Eléctrica de España – REE) y se encuentran altamente reguladas. Los Acuerdos de Implementación también pertenecen al ámbito privado como es el acceso al suelo aunque pueden verse afectados por partes reguladas o de terceras partes como es el acceso al agua y su tratamiento posterior en la evacuación.

5 Estructura de los PPAs

Existen muchos mecanismos de precios que pueden existir en un PPA.

Si el PPA es para un activo de nueva construcción, es probable que se requiera un acuerdo para que se pague por adelantado por lo menos una proporción de los ingresos por MWh para proporcionar seguridad al desarrollador que se generarán suficientes ingresos para satisfacer sus requisitos de retorno de su inversión inicial². Los dos mecanismos más comunes son los de precio fijo o los de descuento a PPA de mercado, que se verán más adelante.

² Este mecanismo es una especie de “powershare” donde el consumidor aporta equity. Normalmente son diferentes partes las que aportan el equity, la deuda principal y los que compran la energía. Se puede combinar cuando el consumidor quiere asegurarse de tener más control sobre el productor.

5.1 ¿Qué tipos de estructuras existen hoy en día a nivel internacional? PPAs físicos vs. sintéticos³

Los PPAs físicos son aquellos en los que hay una entrega física directa o indirecta de la electricidad, contratos donde se establece un precio de compraventa de energía eléctrica a largo plazo. Hay dos tipos de PPAs físicos: *on-site* y *off-site*. En los PPAs *on-site* existe una línea dedicada, es decir, cuando generación y consumo están directamente conectados (similar a un autoconsumo en el que el consumidor no es propietario de la instalación de generación). En los PPAs *off-site* no existe conexión física directa entre generación y consumo, los dos estarán conectados a la red de distribución sin conexión directa.

Los PPA financieros son más flexibles en su estructura y no tiene que haber entrega física de la electricidad. Son contratos de cobertura del precio de la energía a largo plazo, en el que se ajustan diferencias entre productor y consumidor en precio o cantidad de electricidad.

5.1.1 ¿Qué tipos de precios hay?

Las características de los mecanismos más comunes son los siguientes:

- **PPA de precio fijo:** Esta estructura implica un acuerdo inicial sobre cómo el precio se moverá (o no) durante la vida del contrato. Puede ser un precio fijo por MWh, un precio por MWh con incrementos ligados a la inflación (o al mercado eléctrico, llamado indexado a mercado) o un precio por MWh con incrementos acordados entre las partes. Se pueden hacer “*frontloaded*” o “*backloaded*”, esto significa en el caso de “*frontloaded*” que el productor tiene una retribución más alta en el primer tramo del PPA, facilitándole de este modo una rápida amortización de su deuda principal, de este modo puede ofrecer un precio más competitivo en el siguiente periodo. Ambas partes pueden beneficiarse de esta operativa si comparten la ventaja de una financiación más competitiva de la planta. En el caso del “*backloading*” un productor con músculo financiero puede ofrecer un PPA más competitivo que el mercado mayorista coyuntural, y apostar por una subida de precios del mercado mayorista a largo plazo, y amortizar allí su inversión. Esta opción es más cara desde un punto de vista de financiación, pero puede ser atractivo como estrategia de entrada en el mercado.

³ También llamados financieros o virtuales.

- Descuento a PPA del mercado: esta estructura sólo puede aplicarse en los mercados con un precio de spot fluctuante. Es posible establecer una cláusula techo y una cláusula suelo y el resto liquidarlo a mercado (*collar*). El mecanismo tiene tres componentes principales:
 - Las partes acuerdan un descuento porcentual fijo al precio del MWh del pool por adelantado. El precio de la energía se conviene de acuerdo a un índice de mercado acordado que proporciona la información actualizada del precio;
 - Se establece una cláusula suelo por MWh que proporciona al desarrollador un nivel mínimo de ingresos. Si el precio de mercado cae por debajo de esa cantidad, el comprador deberá pagar la cantidad de la cláusula suelo al desarrollador;
 - Se establece una cláusula techo por MWh que proporciona al comprador un nivel máximo de costes. Si el precio de mercado sube por encima de esa cantidad, el comprador solo tiene que pagar la cantidad máxima al desarrollador.

5.1.2 ¿Qué es la posibilidad de financiación de un proyecto? ¿Qué factores consideran las instituciones financieras para la financiación de un proyecto (“Project Finance”)?

La mayoría de los nuevos proyectos de electricidad renovable a gran escala se financian con la modalidad de *Project Finance*. Por lo tanto, es importante entender cuándo un proyecto es financiable. Hay que remarcar que muchos proyectos que no se apoyan en retribuciones regladas se organizan vía un *Structured Finance*, tirando en su primera fase de desarrollo de fondos propios, en la fase de construcción de financiación vía suministros o construcción, y se reestructuran de financiación una vez que están vertiendo energía al sistema eléctrico. De esta manera la financiación sólo cubre riesgos operativos, y no los de desarrollo y construcción.

En el marco de acuerdos de financiación de proyectos, la mayoría de los fondos para el proyecto provendrán de deuda a largo plazo o capital de terceros. Los flujos de caja del proyecto son los principales medios para el reembolso de esa deuda. Por lo tanto, el proyecto y sus contratos deben mitigar los riesgos de incumplimiento de esos flujos de caja. Un proyecto financiable tiene un perfil de riesgo suficientemente equilibrado para que los prestamistas estén dispuestos a financiar el proyecto, siendo estos riesgos de construcción, tecnológicos o de precio. Un riesgo adicional que ven las

instituciones financieras es el regulatorio, especialmente en países como España que han sufrido inseguridad jurídica y donde la regulación cambia frecuentemente.

Las instituciones financieras generalmente querrán que el PPA dure lo que dura la deuda del proyecto. Si la duración de un PPA es menor puede ser bancable, pero el coste de la deuda sería diferente.

6 ¿Qué deben tener en cuenta los compradores?

6.1 Qué considerar a la hora de firmar un PPA

Los términos a considerar a la hora de firmar un PPA son los siguientes:

- Partes intervinientes: se debe de establecer qué partes intervienen en el acuerdo y cómo se garantizan mutuamente la realización de los acuerdos establecidos en el contrato. Es decir, el acceso a la financiación, la experiencia de la construcción y gestión de la planta solar fotovoltaica, las garantías, seguros y responsabilidades adquiridas, etc. Para ello, se aconseja contar con una empresa ajena como tercera parte (*“third party”* en su nomenclatura inglesa) que actúe como mediador o gestor del contrato (también indicada como “ingeniería de la propiedad”).
- Precios, facturaciones y formas de pago: este es el punto más importante a tener en cuenta. El establecimiento del precio, así como de las condiciones de pago son vitales para asegurar la viabilidad de un proyecto. No tener claros estos puntos puede abocar a un fracaso el acuerdo entre las partes y, por ello, la realización de la planta de energía fotovoltaica.
- Planificación del proyecto: los plazos para el diseño, ingeniería, construcción, puesta en marcha y la operación y mantenimiento (o la transferencia de los activos) deben de ser establecidos de forma clara y aceptada entre las partes para evitar disputas a futuro.
- Entrega de la energía: se necesita establecer qué hacer si el promotor produce más energía de la que necesita el comprador, o si por el contrario no produce la energía necesaria y contratada en el acuerdo.
- Medida y punto de entrega de la energía: es también necesario que se establezcan las características del punto de entrega de la energía y se indique la forma y lugar donde se va a realizar la medida para garantizar quién se hace cargo de las pérdidas de transformación en la entrega.

- Temas medioambientales (e incluso sociales): importante es garantizar que durante la fase de implementación y operación de la planta se salvaguarden todos los conceptos medioambientales y sociales por las partes para evitar disputas.

6.2 Duración del contrato

El contrato debe de tener la duración adecuada de manera que garantice al desarrollador de la planta su financiación adecuada en tiempo y forma. También deberá de garantizar al comprador de la energía la cobertura esperada por la implantación de la central.

No existe un mínimo o un máximo fijo para la duración del contrato pero, un compromiso de 10 años se considera como un requisito básico para poder cubrir las necesidades expuestas y conseguir financiación. Esto se considera todavía difícil ya que mercado de futuros español que podría servir de referencia es poco líquido y poco profundo.

Sobre la duración del contrato, indicar que el estudio previo de viabilidad (tanto económica/financiera como técnica) debe de basarse en un periodo de tiempo que garantiza que pueda realizarse el proyecto. Es por ello, que la duración del contrato no debe de ser inferior a la duración establecida en ese proyecto de viabilidad para evitar sorpresas.

6.3 Precios presentes y futuros. Tipo de índices de revisión de precios

Antes de decidir si firmar un PPA, las empresas deben entender los escenarios de precios futuros de la electricidad para entender las implicaciones financieras.

Por ello, se deben de establecer las fórmulas de revisión de precios (caso de haberlas) y deben de ser aceptables por las partes. Se recomienda que se haga en virtud de parámetros claros, ajenos a las partes, pero con incidencia real en los precios de generación de la planta solar fotovoltaica.

6.4 Qué proyectos elegir

El proyecto adecuado para cada comprador dependerá de su estrategia de electricidad, incluyendo la tecnología renovable, qué precios puede pagar, y el lugar del proyecto. También se verá influenciado por el posicionamiento del comprador y sus compromisos en materia de medioambiente.

6.5 Penalizaciones

Las penalizaciones se deben de basar en los parámetros exigibles a la central de generación eléctrica. En el caso de una planta fotovoltaica, la producción de energía durante la estimación de horas de radiación solar debe de pactarse. Cualquier desviación provocada por fenómenos ajenos a la falta de la adecuada radiación, son susceptibles de ser penalizados, tales como indisponibilidades de la central por fallos en los equipos o reducción de la producción por un inadecuado mantenimiento.

7 ¿Qué deben tener en cuenta los promotores?

7.1 Determinar qué precios ofertar

Los desarrolladores de proyectos tienen generalmente un precio mínimo que tienen que alcanzar para desarrollar sus proyectos. Por ello se deben tener en cuenta todas las externalidades posibles a la hora de ofertar un precio concreto.

Un orden de referencia para marcar el precio de comercialización sería el conocido como LCOE (*“Levelized Cost of Energy”* en sus siglas inglesas) más un margen de beneficio adecuado. Este LCOE recoge el costo de la producción de la energía atendiendo a la amortización de la inversión más el coste de la operación y el mantenimiento de la planta y se puede considerar como el precio a partir del cual se cubren los costes de la producción.

7.2 Asesoramiento de futuros clientes

Muchos clientes potenciales no tendrán experiencia en el mercado eléctrico. Por ello, los desarrolladores tendrán que pasar algún tiempo para sensibilizarles de las ventajas que pueden tener con un PPA. El desarrollador debe también entender las políticas de compra del comprador y sus expectativas comerciales.

Se debe de considerar, no obstante, que las compañías de comercialización energética, tanto de electricidad como de gas, han ido acostumbrando a los clientes a contratos en los que se les realiza una cobertura a corto y medio plazo de la energía que adquieren, procediendo a facturarles a un precio único que incluye todos los términos, tanto regulados como a mercado. Esto lleva a que la explicación sea más sencilla de entender incluso para los actores ajenos al mercado eléctrico.

7.3 ¿Institucional o privado? ¿Comercializadora?

Cerrar PPAs con clientes institucionales podría ser una manera de fomentar las energías renovables en España. Los clientes institucionales no tienen la presión económica del precio que se acuerda en el PPA, además de que su papel de institución puede aprovecharse para mejorar su imagen o hacer una labor ejemplarizante.

En el mercado, no obstante, existen comercializadoras ajenas a las distribuidoras tradicionales que, además, presumen de incorporar en su portfolio de venta, el origen renovable de la misma. Esto abre una oportunidad de negocio pues la energía solar fotovoltaica garantiza ese origen renovable. No obstante, gran parte de estas comercializadoras no poseen una estructura financiera adecuada para garantizar la viabilidad de los proyectos a largo plazo, lo que hace que sea complicado el optar por ellas de cara a cerrar este tipo de contratos.

7.4 Riesgo contraparte

Es muy importante el *rating* o riesgo crediticio de las partes para la financiación por parte de la entidad financiera. Se deben de establecer los riesgos asumidos por las partes que puedan incidir en la financiación del proyecto. En este caso, deberá de establecerse de forma clara, qué garantías, avales o contraprestaciones se ofrecen las partes para minimizar el riesgo (financiero) y que sea asumible por una entidad crediticia.

8 ¿Qué deben tener en cuenta otros stakeholders?

En el caso de otras partes intervinientes, se debería de establecer tres categorías:

- Distribuidoras

Uno de los actores relevantes en el caso de los acuerdos de compraventa de energía son las empresas distribuidoras de electricidad (excepto que se estableciera una entrega física directa sin participación en la red eléctrica nacional)

Como se ha mencionado con anterioridad, el acceso a las redes en España está fuertemente legislado y se realiza a través de las compañías distribuidoras de electricidad en función de su localización en el territorio. Estas compañías, a excepción de algunas distribuidoras locales son:

- Endesa (www.endesa.com)
- Iberdrola (www.iberdrola.com)
- Gas Natural Fenosa (www.gasnaturalfenosa.com)
- EDP (www.edpenergia.es)
- EON España - Viesgo (www.viesgo.com)

Se adjunta un mapa con la localización aproximada del área de influencia de las distribuidoras.



La solicitud del acceso a redes y su concesión pueden marcar de forma amplia la viabilidad del proyecto por lo que se recomienda que esta acción sea una de las iniciales en el tema de permisos que se debe de acometer.

Las empresas distribuidoras poseen sus protocolos de acceso a redes y sus operativas dentro del ámbito legal que deben de ser contempladas como en cualquier otro proyecto de renovables.

- Administración

En el caso de la administración, se deben de cumplir ciertos requisitos administrativos para establecer un nueva central de producción de energía, aunque sea en el ámbito privado. Los compromisos medioambientales y su legislación asociada son de obligado cumplimiento así como la autorización administrativa asociada a un nuevo proyecto, tanto en su componente municipal como autonómico y estatal.

Estos requisitos legales y de procedimiento también están regulados y normalizados por lo que se debe de establecer la adecuada gestión de permisos para la implementación de una planta de energía solar.

- Financiadoras

Por último, y no por ello menos importante, las fuentes de financiación establecerán que compromisos se deben de cumplir por parte del comprador y del vendedor con la presentación de avales y/o garantías adecuadas a la naturaleza del proyecto.

9 Barreras para los PPAs en España

En España el proceso de negociación y firma de PPAs entre productores y consumidores todavía es incipiente y por ello hay muchas incertidumbres. Existen también barreras de diversa índole a la hora de que un consumidor se plantee contratar su energía de esta forma. Las barreras pueden ser directas, como restricciones impuestas por la regulación, o indirectas, como la estructura del mercado eléctrico que no facilita el desarrollo de los PPAs.

En España existen tres grandes tipos de barreras a los PPAs. La primera barrera es la regulación. En el marco regulatorio español no existe una regulación específica de PPAs, solo existe la de contratos bilaterales de acuerdo entre partes. La segunda barrera es económica: la volatilidad en el precio del mercado eléctrico y la falta de incertidumbre más allá de 5 años no favorece la contratación de energía a precio fijo durante más de este periodo de tiempo. Además, los cambios de fiscalidad que pueden darse por parte de las diferentes administraciones para los proyectos renovables influyen, como el impuesto de generación eléctrica, el canon eólico y los impuestos locales. Por último, la tercera barrera consiste en el hecho de que los consumidores tienen poca información acerca de los PPAs, no están familiarizados con esta forma de contratación de energía, y en consecuencia son reticentes.

10 Anexo I: Antecedentes

En los años 80, dentro del marco estable que era el mercado eléctrico, aparece una figura que se llamó el “Régimen Especial”. Este régimen incluía toda la generación eléctrica que provenía de fuentes no convencionales de generación y que eran ajenas a las compañías eléctricas tradicionales. Dentro del marco que se encontraba la generación eléctrica de tarifas, se les dotó a estas producciones de unas tarifas especiales y de algunas facetas más en la gestión de las mismas.

El crecimiento de algunas tecnologías dentro de este “Régimen Especial” como eran las cogeneraciones primero, posteriormente la eólica y, a continuación, la energía solar, propició que se fueran estableciendo unas primas sobre la tarifa para fomentarlas.

En 1997, el mercado eléctrico se comienza a liberalizar, pero, las producciones de energías no convencionales (empleamos a propósito esta nomenclatura pues el término renovable se emplea de forma más actual y, además, no engloba todas las tecnologías recogidas en el régimen especial) quedan dentro del “Régimen Especial” como mercado independiente de la liberalización del mismo.

Ese mercado de régimen especial, se sigue regulando mediante primas a las tarifas y dentro de un sector regulado (fuera de la mencionada liberalización). Además, comienza una apuesta desde la Unión Europea y otras instituciones de fomento de las energías limpias o altamente eficientes que propicia que aparezcan primas elevadas.

Durante el inicio de este siglo, el avance de las energías renovables en España ha sido un éxito, en especial para las tecnologías solar y eólica, a base del establecimiento de altas primas para poder cumplir los objetivos firmados por España cara a Europa. Coincide este periodo con una bonanza económica que lleva a explotar la aparición de las energías renovables con gran fuerza en el contexto energético español.

Como esto se ha realizado siempre conforme al establecimiento de unas primas o tarifas vinculadas a la forma tradicional de compra/venta de energía, no se exploraron otras alternativas como pudieran ser los PPAs.

Tras varias actuaciones por parte del gobierno en liberalizar los mercados de forma total, de eliminar ese “Régimen Especial”, de reducir las primas establecidas por el gobierno y otros elementos, el mercado de las renovables ha cambiado, pero se sigue regulando desde el mercado de generación eléctrica de España. Recordemos que el

mercado liberalizado se basa en una generación retribuida de forma marginal y, por ello, las renovables se mueven en una forma de retribución similar.

En España no se ha explorado el mercado de los PPAs. No se ha realizado por la forma propia del mercado tanto en el Marco Estable como, posteriormente, durante la liberalización.

En la ley 54/1997, ya se establecía un inicio alentador cara a los PPAs pues se establecía la posibilidad de firmar “contratos bilaterales”. Estos contratos bilaterales debían de reunir una serie de características que, a priori, se alejaban de los PPAs pero era un primer paso.

En la ley 24/2013, se establece el sistema de contratación bilateral (Título IV “Producción de energía eléctrica”) más allá de la contratación bilateral física que se recogía en la ley 54/1997.

De forma tradicional, como se ha comentado, la compra/venta de energía en España se ha realizado en forma de tarifas. Tras la liberalización del sector eléctrico (54/1997, reforzado por la ley 24/2013), el precio de venta de energía eléctrica se ha realizado basándose en unas tarifas de acceso a la red y otra serie de complementos y precios a satisfacer por parte del comprador. De igual manera, se establece que la venta de electricidad se debe de realizar conforme a reglas similares.

En el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, se marcaba el régimen retributivo sobre las nuevas plantas de generación en tecnología renovable, como la solar fotovoltaica. Se establecía en este decreto, que las plantas debían de regularse conforme al mercado de producción (cerrando el capítulo del Régimen Especial) y creando unas condiciones de mejora sobre este mercado de producción. El régimen retributivo específico marcaba una cantidad por potencia instalada (que venía a compensar el coste de instalación también conocido como CAPEX) y un término para la parte de operación (para hacer frente a los gastos de operación y mantenimiento también conocidos como OPEX).

En la ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, hace desaparecer definitivamente el Régimen Especial. Además, se marca que los parámetros de retribución de la producción a partir de fuentes de energía renovables se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán

una vigencia de seis años. Además, se establece que estas tecnologías puedan competir en igualdad con el resto de instalaciones en el mercado. Este sistema retributivo consagra el principio de rentabilidad razonable y garantiza que estas tecnologías cubran los costes que no pueden recuperar en el mercado. Se establece un marco de igualdad respecto a las energías convencionales para la obtención de rentabilidad por todas las instalaciones.

Como se ha comentado, en esta ley se refuerza el concepto de contratación bilateral que ya se establecía en la ley anterior de 1997 (indicando que son: contratos bilaterales realizados directamente entre los consumidores y los productores, entre los productores y los comercializadores y entre los comercializadores entre sí. Todos estos contratos estarán exceptuados del sistema de ofertas.)

Otra legislación que impacta en los PPAs y que ha sido mencionada en el informe es la siguiente:

- Ley de Contratos del Sector Público (Real Decreto Legislativo 3/2011, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Contratos del Sector Público, o en su caso, Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público);
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía.
- 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.

11 Anexo II: Modelo de PPA

A modo de referencia, tras varios ejercicios de redacción de Acuerdos de Compra de Energía (PPA), los modelos de PPA que se están empleando tendrían la siguiente tabla de contenido:

- Definiciones e interpretación. Punto genérico que establece los conceptos que se emplean en el contrato.
- Venta y compra de energía. Establece la entidad compradora y vendedora, así como el punto de entrega de la energía.
- Condiciones previas para hacer efectivo el acuerdo. Se establecen las fechas de puesta en marcha del acuerdo, las condiciones de la parte compradora y de la parte vendedora y las causas de terminación por no cumplir dichas condiciones.
- Términos del acuerdo. En este punto se establece la duración del contrato y otros factores que afecten al mismo como la extensión de la vigencia del contrato.
- Implementación del proyecto. Se definen las responsabilidades de cada parte con respecto a la implementación del proyecto (diseño, ingeniería, construcción, financiación, operación, mantenimiento y desmantelamiento)
- Construcción del proyecto. Se determinan las condiciones para la construcción del proyecto.
- Representación, garantías y pactos. Se definen las garantías a disponer por las partes en cada fase del proyecto así como los acuerdos que se establezcan entre las partes.
- Puesta en marcha (*commissioning*) y fecha de operación comercial. Se establecen las condiciones para la puesta en marcha (como pruebas) y la fecha de entrada en servicio de la planta.
- Operación y mantenimiento. Se determinan las condiciones para la operación y mantenimiento del proyecto.
- Disconformidades y garantías. Se marcan las no conformidades y los avales y garantías frente a ellas.
- Interconexión. Se determinan las características de la interconexión (punto de entrega) de la energía.
- Medidas. Se establecen las condiciones de medida de la energía tanto en forma como en plazo.

- Precio. Se determinan las condiciones económicas a satisfacer por las partes durante el suministro de la energía.
- Facturación y pago. Se establecen las condiciones de facturación y de pago de la energía suministrada por las partes.
- Seguros. En este punto se marcan las pólizas de seguro que se reconocen entre las partes.
- Impuestos. Se determinan los impuestos aplicables y como son satisfechos por las partes.
- Obligaciones e indemnizaciones. Se determinan los límites de las responsabilidades y/u obligaciones de las partes y se establece la manera de realizar las indemnizaciones caso de incumplirse.
- Requisitos de protección medioambiental. Se determinan los elementos medioambientales mínimos a ser garantizados.
- Fuerza mayor. Se establecen las condiciones de fuerza mayor, el efecto que conllevan y las acciones a realizar ante esos eventos.
- Terminación. Se enumeran las causas de terminación del contrato por las partes.
- Disputas. Se decide en este punto, cómo se realizará la gestión de los desacuerdos entre las partes.
- Confidencialidad. Se establecen los parámetros de confidencialidad entre las partes.
- Renuncias. Si se establecen causas para la renuncia al contrato, se marcan en este punto.
- Leyes de aplicación. Se determinan las leyes vigentes que afectan a la ejecución del contrato y del proyecto.
- Misceláneo. Se indica otros puntos generales no descritos en los apartados anteriores.