



**Real Decreto por el que se regula
la actividad de producción de Energía
eléctrica a partir de
fuentes de energía renovables,
cogeneración y residuos
y de la orden ministerial de parámetros**



ÁREAS: Financiero (*Banking & Finance*) – Project Finance
SECTORES: Energía

CONTACTO: a.campo@evergreenlegal.es

RESUMEN EJECUTIVO: ¿ES POSIBLE REFINANCIAR LAS INSTALACIONES FINANCIADAS BAJO UN ESQUEMA TRADICIONAL DE PROJECT FINANCE?	1
1. NUEVO RÉGIMEN RETRIBUTIVO. EL CONCEPTO DE “RENTABILIDAD RAZONABLE”	6
1.1 La “rentabilidad razonable”	7
1.2 Instalaciones tipo (IT)	8
1.3 Parámetros retributivos. Revisión y actualización	9
2. OTROS ASPECTOS RELEVANTES A TENER EN CUENTA PARA LOS DOCUMENTOS DE LA FINANCIACIÓN	18
2.1 Conjunto de instalaciones y concepto de “continuidad”	18
2.2. Devengo y liquidaciones del régimen retributivo específico. Liquidaciones provisionales y diferencia entre el anterior régimen primado y el nuevo régimen retributivo	19
2.3. Obligaciones de los productores de las Instalaciones Existentes	21

NOTA: Además de esta nota con consideraciones generales aplicables a las distintas categorías de instalaciones, tiene a su disposición las siguientes notas complementarias para las principales categorías bajo el nuevo régimen (los “Anexos por Categoría de Instalaciones”):

1. Anexo sobre Instalaciones de Cogeneración;
2. Anexo sobre Instalaciones Fotovoltaicas;
3. Anexo sobre Instalaciones Termosolares;
4. Anexo sobre Instalaciones Eólicas;
5. Anexo sobre Instalaciones Hidroeléctricas;
6. Anexo sobre Instalaciones de Biomasa;
7. Anexo sobre Instalaciones de Biogás; y
8. Anexo sobre Instalaciones de Residuos y Licores Negros.

Esta Alerta Informativa ha sido elaborada como un documento de noticias de cambios normativos que entendemos que pueden ser de interés para nuestros clientes y amigos, por lo que su contenido no debe ser considerado como asesoramiento legal de ningún tipo.

Dado su carácter divulgativo, rogamos a nuestros clientes y amigos que no duden en remitir esta Alerta Informativa a otros contactos profesionales y amigos que crean que puedan estar interesados en la materia aquí tratada.

Tampoco duden en contactar con nosotros (a.campo@evergreenlegal.es) si desean cualquier tipo de análisis o explicación adicional.

RESUMEN EJECUTIVO:

¿ES POSIBLE REFINANCIAR LAS INSTALACIONES FINANCIADAS BAJO UN ESQUEMA TRADICIONAL DE PROJECT FINANCE?

La esperada (y por muchos temida) reforma del régimen retributivo aplicable a las energías renovables ya está aquí.

Después de varios meses durante los que agentes y partes interesadas hemos venido analizando diversos borradores e informes de entidades consultivas, el martes 10 de junio de 2014 se ha publicado en el BOE 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 (el “RD 413/2014”, el “RD” o el “RD de Renovables”).

Asimismo, con fecha 20 de junio de 2014, se ha publicado la **Orden IET/1045/2014**, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (la “**Orden de Parámetros**”), tal y como esta Orden de Parámetros ha sido aprobada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (“**MINETUR**”).

Conviene recordar que ya se habían difundido varios borradores del Real Decreto. Por una parte, las versiones de fecha 16 de julio de 2013 y 27 de noviembre de 2013, que fueron objeto de informe por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (“CNMC”), sucesora de la Comisión Nacional de la Energía. Y por otra, la versión de 10 de enero de 2014, sobre la que informó el Consejo de Estado con fecha 6 de febrero de 2014 (a los efectos de esta nota, el “Borrador RD de Enero”).

Por lo que se refiere a la Orden de Parámetros, el primer borrador fue remitido al Consejo Consultivo de Electricidad el 3 de febrero de 2014 (a los efectos de esta nota, el “Borrador OM de Febrero”), dando trámite de audiencia hasta el 26 de febrero de 2014. La CNMC emitió informe sobre este borrador de orden con fecha 3 de abril de 2014, y con fecha 22 de mayo de 2014 se remitió un nuevo borrador al Consejo de Estado (a los efectos de esta nota, el “Borrador OM de Mayo”). Los cambios incluidos en el cuerpo de la Orden de Parámetros respecto al Borrador OM de Mayo son esencialmente formales y afectan principalmente a las disposiciones transitorias. En cualquier caso, recomendamos a cada interesado revisar los importes de los parámetros retributivos correspondientes a las instalaciones tipo que correspondan según los Anexos definitivos de la citada Orden, ya que los parámetros retributivos de ciertas instalaciones tipo han sido objeto de modificación respecto al Borrador OM de Mayo (por ejemplo, los parámetros de instalaciones termosolares bajo los ITs 00601 a 00618, ambos inclusive).

Tanto el RD 413/2014 como la Orden de Parámetros entran en vigor el día siguiente de su respectiva publicación en el BOE. No obstante, el nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción de electricidad a partir de energías renovables, cogeneración y residuos es aplicable desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico (el “**RDL 9/2013**”), esto es, desde el 14 de julio de 2013, según la habilitación normativa prevista en la Disposición Final Tercera de la **Ley 24/2013**, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (la “**Nueva Ley del Sector Eléctrico**” o la “**Ley 24/2013**”).

Ante este cambio normativo, de efecto inminente (y “retroactivo”), y dadas sus implicaciones en el sector de renovables, el objeto de esta nota es realizar un primer análisis “de urgencia”.

- **Exponemos las líneas generales del nuevo sistema retributivo específico** aplicable a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (conjuntamente, a los efectos de esta nota, las “**Energías Renovables**”), que complementa los ingresos que las instalaciones de Energías Renovables perciben por la venta de energía en el mercado, sustituyendo el sistema de primas del anteriormente denominado “régimen especial”.
- **Realizamos unas primeras consideraciones sobre su impacto en los esquemas de financiación de proyectos o *project finance*** habitualmente utilizados para la financiación de la construcción y explotación de las instalaciones existentes que ya tuvieran derecho a un régimen económico primado (a los efectos de esta nota, las “**Instalaciones Existentes**”).
- **Destacaremos en particular algunos aspectos del nuevo régimen jurídico y económico** que entendemos deben ser **objeto de valoración a la hora de renegociar** los términos y condiciones de los distintos contratos de financiación y garantías que componen habitualmente el conjunto de documentación de una operación de *project finance* (los “**Documentos de la Financiación**”), para aquellas Instalaciones Existentes en las que, **bajo el nuevo marco normativo, sea factible proceder a una reestructuración o refinanciación de la deuda bancaria en términos satisfactorios** para las **distintas partes de los Documentos de la Financiación** (e.g. acreditada, accionistas directos e indirectos, fiadores y garantes, acreditantes senior, entidades de cobertura y acreditantes subordinadas).

Además de esta nota con consideraciones generales que son aplicables a las distintas categorías de instalaciones, elaboraremos las siguientes notas complementarias para las principales categorías bajo el nuevo régimen (los “Anexos por Categoría de Instalaciones”):

1. *Anexo sobre Instalaciones de Cogeneración;*
2. *Anexo sobre Instalaciones Fotovoltaicas;*
3. *Anexo sobre Instalaciones Termosolares;*
4. *Anexo sobre Instalaciones Eólicas;*
5. *Anexo sobre Instalaciones Hidroeléctricas;*
6. *Anexo sobre Instalaciones de Biomasa;*
7. *Anexo sobre Instalaciones de Biogás; y*
8. *Anexo sobre Instalaciones de Residuos y Licores Negros.*

*Si tienen interés en recibir cualquiera de estos Anexos, por favor no duden en solicitárnoslo:
a.campo@evergreenlegal.es*

A modo de “executive summary”, destacamos como principales aspectos los siguientes:

- La **participación** de todas las tecnologías en el mercado de venta de energía a precios de mercado (el denominado “**Pool**”) se impone como primer y principal elemento retributivo.

- El precio de mercado percibido se complementará con un **“régimen retributivo específico” (“RRE”)** para aquellas instalaciones tipo que no alcancen el nivel necesario para cubrir los costes de inversión y explotación que permitan competir en condiciones de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado y no lleguen a obtener una **“rentabilidad razonable”**.
- Para el cálculo del nuevo sistema retributivo sobre dicha rentabilidad razonable, tres son los elementos principales:
 - (i) **Se considera toda la vida útil regulatoria de la instalación** (incluyendo tanto la rentabilidad “histórica” obtenida hasta la fecha de entrada en vigor del RDL 9/2013 como la rentabilidad estimada desde dicha fecha).
 - (ii) Se toma como referencia la actividad realizada por una **“empresa eficiente y bien gestionada”**.
 - (iii) Se establecen **valores unitarios estándar para una instalación tipo (“IT”) asociada**, calculándose para cada IT los valores que resulten de considerar: (a) los ingresos estándar por la venta de energía generada valorada al precio del mercado; (b) los costes estándar de explotación; y (c) el valor estándar de la inversión inicial.
- El nuevo régimen retributivo gravita en torno al **concepto jurídico, económico y técnico de instalación tipo**, ya que la retribución específica **no se calcula de manera individualizada para cada instalación concreta**, sino para un **estándar de instalación que tiene asignado un conjunto homogéneo de instalaciones reales** en función de su tecnología, potencia instalada, antigüedad, sistema eléctrico, zona climática y otras características consideradas como relevantes. El **impacto económico y financiero para una determinada instalación real** será mayor o menor **en función de su grado de adaptación o “cercanía” al estándar** definido como IT.
- El **ajuste retributivo** (con un descenso aproximado de 1.700 millones de euros para 2014 según las estimaciones de la CNMC) obedece, fundamentalmente, al establecimiento de una **tasa de rentabilidad** (aplicable a toda la vida útil regulatoria de cada instalación) **menor a la implícita en las primas y tarifas** vigentes en el marco retributivo anterior.
- **En lugar de emplear** el *Weighted Average Cost of Capital (WACC)* como tasa de descuento, se ha optado por definir la “rentabilidad razonable” por referencia al rendimiento medio en el mercado secundario de las **Obligaciones del Estado a diez años** aplicando el **diferencial** considerado como “adecuado” por el legislador (*i.e.* **300 puntos básicos**).
- Entendemos que la **revisión de todos los parámetros retributivos al finalizar cada periodo regulatorio**, incluyendo el valor de la rentabilidad razonable, **imposibilita una revisión del caso base** que incluya datos mínimamente previsibles **una vez transcurrido el primer periodo regulatorio**. Por tanto, anticipamos que aquellos *project finance* que sean susceptibles de refinanciación para el primer periodo regulatorio tendrán que volver

a renegociarse durante el último año de dicho periodo, y así, sucesivamente, cada 6 años hasta que se amortice íntegramente la deuda bancaria.

- Asimismo, entendemos que la **revisión en cada semiperiodo regulatorio** de los parámetros referidos a las **estimaciones de ingresos** por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción, y la **previsión de horas de funcionamiento**, unidas al **mecanismo de ajuste por desviaciones en el precio de mercado** establecido en el artículo 22 del RD, **plantean grandes dificultades para un esquema convencional de *project finance***, porque el sentido y la cuantía del ajuste dependerá del valor medio de mercado calculado para cada año, afectando dicho ajuste directamente sobre el Valor Actual Neto de cada IT y, por tanto, a la retribución a la inversión (Rinv) para el siguiente semiperiodo regulatorio.
- Si bajo el nuevo marco regulatorio **una determinada instalación objeto de un *project finance* es susceptible o no de una refinanciación en términos satisfactorios para acreditada, *sponsors* y entidades financiadoras**, dependerá, fundamentalmente, de las **circunstancias particulares de cada proyecto concreto**. En este sentido, se considerarán factores tales como los parámetros retributivos aplicables a la instalación en cuestión y su variación cada año, el saldo vivo de la deuda, el calendario de amortizaciones y la vida de la deuda pendiente, el ratio de apalancamiento y la estructura de capital, las garantías reales y personales existentes y/o susceptibles de ser otorgadas por terceros (*e.g.* accionistas, operador del O&M), saldo existente en las distintas cuentas de reserva, la posibilidad de que la entidad financiera acceda a una quita y/o una extensión del plazo de la deuda y aprovechar la “cola” del calendario de amortización, o la posibilidad de reestructurar los instrumentos de cobertura de tipo de interés (IRS) sin costes de ruptura significativos.

1. NUEVO RÉGIMEN RETRIBUTIVO. EL CONCEPTO DE “RENTABILIDAD RAZONABLE”

Con efectos desde el 14 de julio de 2013, **cada Instalación Existente recibirá, como regla general:**

- los ingresos que se perciban por la venta de energía en el mercado,
- **complementados, en su caso**, por los siguientes conceptos que conforman el llamado “régimen retributivo específico”:
 - a) una retribución a la inversión (“**Rinv**”), expresada en €/MW, que cubra, cuando no estén amortizados, los costes de inversión de una “instalación tipo” que no puedan recuperarse por la venta de energía al mercado; y
 - b) si es necesario, una retribución a la operación (“**Ro**”), expresada en €/MWh, que sólo se aplica cuando los costes de explotación de dicha “instalación tipo” no se cubran con los ingresos de explotación (ingresos derivados del mercado y otros ingresos, e.g. en instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, los ingresos derivados del calor útil producido).

Adviértase que en el RD 413/2014, atendiendo a las observaciones realizadas por el Consejo de Estado en su dictamen número 39/2014 de 6 de febrero de 2014, se ha eliminado el concepto de “retribución a la operación extendida” que aparecía en los borradores para ciertas instalaciones tipo con costes de explotación superiores a los ingresos por la participación en el mercado, cuando tales instalaciones tipo dejarán de percibir la retribución a la inversión y la retribución a la operación una vez superada la vida útil regulatoria

Asimismo, **con carácter excepcional** y únicamente para instalaciones en **territorios no peninsulares** (Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla), el régimen retributivo específico podrá incorporar además un **incentivo a la reducción del coste de generación** para aquellas instalaciones que tengan costes de producción inferiores a los de las centrales térmicas tradicionales, y potestativamente, otro **incentivo adicional a la inversión y ejecución en plazo** determinado de nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas (y modificación de las existentes) en dichos territorios no peninsulares.

Adviértase que la Orden de Parámetros no regula aquellos aspectos relativos a los sistemas no peninsulares previstos en el RD de Renovables, debido a su especificidad y régimen singular, y por cuanto se otorga un régimen retributivo para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en dichos sistemas no peninsulares (vid. Disposición Adicional Quinta del RD). Esta regulación será objeto de desarrollo en un futuro en virtud de otra orden ministerial. En consecuencia, no incluimos a estas instalaciones en el alcance de esta nota).

Por último, aquellas instalaciones que cumplan los requisitos para ser **proveedor del servicio de ajuste de control de tensiones de la red de transporte** podrán participar voluntariamente en dicho servicio de ajuste (vid. art. 23 del RD), aplicando los mecanismos de retribución que serán también establecidos mediante una futura orden ministerial.

Actualmente se consideran aptas para participar del referido servicio de ajuste todos los grupos de instalaciones salvo las del Grupo b.1 (fotovoltaicas y termosolares), Grupo b.2 (eólicas), Grupo b.3 (e.g. geotérmicas o mareomotriz) y los generadores hidráulicos integrados en los Grupos b.4 y b.5 hasta que sea aprobada la resolución de la Secretaria de Estado de Energía (vid. Disposición Transitoria Decimotercera del RD). En dicha resolución se establecerán los criterios bajo los cuales las diferentes tecnologías renovables pueden ser consideradas aptas en toda o parte de su capacidad a efectos de participar en los servicios de ajuste.

Como excepción a este régimen retributivo general, a las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica de carácter innovador adjudicatarias del régimen previsto en la Disposición Adicional Tercera del RD 1565/2010, de 19 de noviembre, les será aplicable un régimen retributivo específico compuesto por un único término a la operación cuyo valor será el resultante de la oferta económica para las que dichas instalaciones resultaran adjudicatarias (vid. Disposición Adicional Tercera del RD).

Para la correcta comprensión del nuevo régimen retributivo y sus posibles implicaciones en cada *project finance*, debemos dar un “paso atrás” y analizar varios conceptos clave bajo la nueva normativa.

1.1 LA “RENTABILIDAD RAZONABLE”

El concepto de “rentabilidad razonable” es esencial para comprender el nuevo régimen retributivo, ya que es el valor que se emplea como tasa interna de retorno (TIR) con la que se contabilizan y descuentan los flujos de ingresos y costes de todas las instalaciones tipo durante toda su vida útil regulatoria, producidos tanto en el pasado como previstos en el futuro (*i.e.*, antes de la entrada en vigor del RDL 9/2013 y desde su fecha de entrada en vigor), para que su Valor Actual Neto (VNA) sea nulo.

De esta forma, las instalaciones que, aun estando dentro de su vida útil regulatoria, hubieran alcanzado el nivel de rentabilidad razonable, tendrán una retribución a la inversión (Rinv) nula y mantendrán, en su caso, la retribución a la operación (Ro) durante dicha vida útil regulatoria.

El RDL 9/2013 recoge de forma expresa el concepto de “rentabilidad razonable”, definiéndolo como una rentabilidad de proyecto, que girará, antes de impuestos, sobre el **rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado**. Igualmente, en su Disposición Adicional Primera, fija la rentabilidad razonable de las instalaciones existentes con derecho a régimen económico primado.

Para el primer periodo regulatorio de 6 años (esto es, hasta el 31 de diciembre de 2019):

*Para las instalaciones existentes con derecho a prima bajo la anterior regulación: el rendimiento medio en el mercado secundario de los 10 años anteriores a la entrada en vigor del RDL 9/2013 (esto es, entre el 01/07/2003 y el 30/06/2013), de las Obligaciones del Estado a diez años incrementada en 300 puntos básicos → **7,398%**.*

*Para las instalaciones o modificaciones de instalaciones de tecnologías diferentes a la eólica, termosolar y fotovoltaica que se encuentren en alguno de los supuestos establecidos en la DA 4ª del RD (las “**Instalaciones de la DA 4ª**”): el rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años en el*

mercado secundario, calculado como la media de las cotizaciones de los meses de abril, mayo y junio de 2013, más 300 p.b. → 7,503%..

Para los siguientes periodos regulatorios que se inicien a partir del 1 de enero de 2020, el valor de la rentabilidad razonable de lo que reste de vida regulatoria se puede modificar por ley, al igual que todos los demás parámetros retributivos.

Impacto en PF:

Entendemos que la revisión de todos los parámetros retributivos, incluyendo el valor de la rentabilidad razonable con el que se descuentan los flujos de todas las instalaciones tipo, imposibilita que pueda haber una revisión del modelo económico-financiero o caso base de cada project finance, ya que no resulta posible hacer ninguna estimación de los cash flows de ningún proyecto transcurrido este primer periodo regulatorio. En consecuencia, entendemos que aquellos project finance que sean susceptibles de refinanciación para el primer periodo regulatorio tendrán que volver a renegociarse durante el último año del primer periodo regulatorio cuando se publiquen por ley los nuevos parámetros regulatorios, y así sucesivamente cada periodo regulatorio de 6 años hasta que se amortice íntegramente la deuda bancaria.

Adviértase que en la versión final del RD se ha eliminado un apartado 3 del artículo 19 del Borrador RD de Enero en el cual se indicaba que para determinar la propuesta del nuevo valor de rentabilidad razonable que el MINETUR debe elevar al Consejo de Ministros antes del 1 de enero del último año década periodo regulatorio, se atendería a los siguientes criterios: (a) retribución adecuada para esta actividad considerando la situación financiera del sistema eléctrico y la situación cíclica de la economía española; y (b) coste de financiación de las empresas de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con regímenes retributivos regulados, comparables, eficientes y bien gestionados de la Unión Europea.

El citado sub-apartado (b) del Borrador RD de Enero era la única referencia que se hacía en la nueva normativa al coste de financiación de las empresas de Energías Renovables, y la eliminación de este apartado 3 del artículo 19 nos parece criticable ya que permite al Gobierno una mayor arbitrariedad o falta de suficiente motivación en la fijación del valor de la rentabilidad razonable para cada periodo regulatorio.

*En este sentido, nos unimos a las críticas realizadas desde distintas asociaciones de productores sobre la decisión del legislador haciendo que el valor de la rentabilidad razonable sea el mismo para todas las instalaciones tipo y por referencia al rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años más un diferencial, en lugar de a otras tasas de descuento más habituales a la hora de valorar inversiones y que se han empleado en otros países a la hora de determinar el régimen retributivo de las energías renovables, fundamentalmente el Coste Medio Ponderado de Capital (**Weighted Average Cost of Capital o WACC**) para las instalaciones de producción de Energías Renovables, que puede ser distinto por cada categoría o sub-categoría de instalaciones tipo. En todo caso, el impacto de esta decisión del legislador en cada instalación concreta dependerá de si su WACC es superior o inferior al rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años más 300 puntos básicos (i.e. 7,398%).*

Conviene recordar que el primer informe de la CNMC de 04/09/2013 (informe CNE 18/2013) recomendaba justificar metodológicamente la cuantificación del diferencial a aplicar sobre el rendimiento de las Obligaciones del Estado en función de la diferencia entre el WACC de referencia de la actividad a retribuir y el rendimiento de las Obligaciones del Estado, pero en posteriores informes esta recomendación desapareció.

1.2 INSTALACIONES TIPO (IT)

El régimen retributivo específico gravita en torno al concepto jurídico, económico y técnico de instalación tipo, ya que este régimen no se calcula de manera individualizada para cada instalación concreta, sino para un estándar de instalación que tiene asignado un conjunto

homogéneo de instalaciones reales en función de su tecnología, potencia instalada, antigüedad, sistema eléctrico, zona climática (para las instalaciones fotovoltaicas anteriormente acogidas a tarifa del Real Decreto 1578/2008) y otras características consideradas como relevantes.

En otras palabras, independientemente de la inversión real, a todas las instalaciones reales englobadas bajo un mismo IT les serán de aplicación los mismos parámetros retributivos, por lo que el impacto económico y financiero a una determinada instalación real será mayor o menor en función de su grado de adaptación o cercanía al estándar definido como IT.

De esta forma, en desarrollo del artículo 13 del RD, la Orden de Parámetros establece una clasificación de instalaciones tipo en función de la tecnología, potencia instalada, antigüedad o sistema eléctrico, fijando para cada IT un código con cinco dígitos (e.g. IT-00182). Asimismo, el Anexo I de la Orden de Parámetros determina las equivalencias correspondientes entre las nuevas instalaciones tipo así definidas y la clasificación anteriormente vigente, a los efectos de la determinación del régimen retributivo aplicable.

El resultado de esta clasificación son las más de 1.400 ITs caracterizadas en el Anexo VIII de la Orden de Parámetros distinguiéndose tantas categorías como circunstancias normativas históricas hayan existido, en función de los años transcurridos desde su puesta en marcha, e incluyendo datos históricos (hasta el 13/07/2013) de costes de explotación, ingresos por venta de electricidad y horas equivalentes de funcionamiento sobre la base de valores reales medios de las instalaciones reales asignadas a cada IT (según los datos declarados por las instalaciones reales a la CNMC), así como las estimaciones a futuro hasta el fin de la vida útil regulatoria.

1.3 PARÁMETROS RETRIBUTIVOS. REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN

A cada instalación tipo le corresponderán un conjunto de parámetros retributivos que concreten el régimen retributivo específico y permitan la aplicación del mismo a las instalaciones asociadas a dicha instalación tipo.

PRINCIPALES PARÁMETROS RETRIBUTIVOS		OTROS PARÁMETROS RETRIBUTIVOS (utilizados para el cálculo de los parámetros principales)
Rinv (€/MW)	Retribución a la inversión por unidad de potencia	Previsión de horas de funcionamiento *
Ro (€/MWh)	Retribución a la operación	Estimaciones de ingresos por venta de energía generada *
Nh (h)	Número de horas de funcionamiento mínimo	Estimaciones de precios de mercado de producción *
Uf (h)	Umbral de funcionamiento	Tasa de actualización
	Número de horas de funcionamiento máximas	Coefficiente de ajuste de la instalación tipo (C)
LS1 y LS2	Límites anuales superiores del precio del mercado	Valor Neto del Activo (VNA)
LI1 y LI2	Límites anuales inferiores del precio del mercado	Vida útil regulatoria **
Pm	Precio medio anual del mercado	Valor estándar de la inversión inicial de una instalación tipo **

Para mantener el principio de rentabilidad razonable, todos los parámetros retributivos podrán ser objeto de revisión antes del inicio de cada periodo regulatorio de 6 años. La única excepción a este principio la constituyen la vida útil regulatoria y el valor estándar de la inversión inicial de cada IT, que no se podrán revisar en ningún momento (parámetros indicados anteriormente con **).

Impacto en PF:

Entendemos que esta revisión de todos los parámetros retributivos, incluyendo el valor de la rentabilidad razonable usado como tasa de descuento, impide cualquier tipo de estimación de cash flows una vez finalizado el primer periodo regulatorio.

En consecuencia, para aquellas instalaciones financiadas bajo la modalidad de project finance a largo plazo y para las que sea posible acordar un nuevo caso base que permita la reestructuración de deuda con los parámetros retributivos que le sean de aplicación, pero cuya deuda financiera no se pueda repagar íntegramente en el primer periodo regulatorio de 6 años, será necesario prever en los Documentos de la Financiación la necesidad de proceder a recalcular el caso base antes de la finalización del primer periodo regulatorio para, en su caso, reestructurar de nuevo la deuda financiera y la estructura de capital de la sociedad acreditada, siempre y cuando los nuevos valores de rentabilidad razonable y del resto de parámetros retributivos sean aceptables para financiadores y sponsors.

Asimismo, al final de cada primer semiperiodo regulatorio de 3 años, se revisarán para el resto del periodo regulatorio (esto es, para el segundo semiperiodo regulatorio), las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción (en función de la evolución de los precios del mercado) y la previsión de horas de funcionamiento (parámetros indicados anteriormente con *).

Asimismo se revisarán las estimaciones de precios de mercado de producción para los tres primeros años del periodo regulatorio ajustándolas a los precios reales del mercado (*vid.* apartado 1.3.1, sub-apartado B) siguiente).

Por último, para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible (*e.g.* biomasa), se actualizarán los valores de retribución a la operación al menos anualmente.

1.3.1. En particular, la retribución a la inversión (“Rinv”) de la instalación tipo y el coeficiente de ajuste (C)

Para cada periodo de liquidación, la retribución a la inversión (Rinv) de una instalación se multiplicará por la potencia con derecho a régimen retributivo específico (esto es, la unidad de “potencia instalada” según se define en artículo 3 del RD, salvo para las Instalaciones Existentes, en las que será la potencia que tuviera derecho a régimen económico primado, esto es, la potencia nominal, según lo previsto en la Disposición Transitoria Primera del RD), sin perjuicio de la corrección en función del número de horas equivalentes de funcionamiento según el artículo 21 del RD (*vid.* apartado A) siguiente).

Este parámetro tiene como objeto compensar los costes de inversión que aún no hayan sido recuperados según la formulación del valor neto del activo (“VNA”, calculado según la metodología establecida en el Anexo VI del RD) y que no podrán ser recuperados mediante los ingresos de explotación previstos para el periodo que resta hasta el fin de la vida útil regulatoria.

El valor resultante de la fórmula establecida en el artículo 16 del RD es el mismo en cada año de un semiperiodo regulatorio y se encuentra fijado para las instalaciones tipo con año de autorización de explotación definitiva anterior a 2013 inclusive en el Anexo II de la Orden de

Parámetros, tanto para las liquidaciones del año 2013 (Anexo II.1), como para las liquidaciones de los años 2014 a 2016 (Anexo II.2).

Adviértase que en las tablas del Anexo II.2 para las liquidaciones de los años 2014 a 2016 también viene determinado el Coeficiente de Ajuste (“C”), que representa el tanto por uno de los costes de inversión inicial de la instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de energía en el mercado, lo cual implica que:

- “C” será igual a 1 si los ingresos esperados por la venta de energía en el mercado coincidieran con los costes estimados de operación → toda la retribución de la IT será igual a la Rinv;
- “C” será también igual a 1 si los ingresos esperados por la venta de energía en el mercado son inferiores a los costes estimados de operación (ya que “C” no puede ser superior a 1) → la retribución específica de la IT vía Rinv debe complementarse con la Ro;
- “C” será menor que 1 cuando los costes de explotación sean menores que los ingresos esperados → la IT no percibirá Ro, sino Rinv por la parte de los costes de inversión no recuperados vía mercado; y
- “C” será negativo, considerándose igual a 0, cuando los ingresos esperados por la venta de energía en el mercado sean mayores que el valor estándar de la inversión inicial → la IT no tendrá régimen retributivo específico.

Por ejemplo, para las liquidaciones de los años 2014 a 2016, a la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas del Subgrupo b.1.1, en la Orden de Parámetros les resulta aplicable un “C” igual a 1, mientras que “C” es igual a 0 para varios ITs de los correspondientes a centrales hidroeléctricas construidas en infraestructuras existentes del Subgrupo b.4.2 (IT-00721 a IT-00769).

Tal y como destacó la CNMC en su informe de 17 de diciembre de 2013, **se deben destacar dos aspectos por lo que se refiere al cálculo del coeficiente “C”**:

- a) Correcciones de los ingresos anuales como consecuencia del número de horas equivalentes de funcionamiento (ex. artículo 21 del RD); y
- b) Ajustes por desviaciones en el precio de mercado (ex. artículo 22 del RD).

A) CORRECCIONES DE LOS INGRESOS ANUALES COMO CONSECUENCIA DEL NÚMERO DE HORAS EQUIVALENTES DE FUNCIONAMIENTO (EX. ARTÍCULO 21 DEL RD)

El cálculo de “C” lleva implícito unas horas de funcionamiento estándar de la instalación tipo, por lo que el RD establece las siguientes **correcciones anuales** de los ingresos procedentes de la retribución específica:

- El número de horas equivalentes de funcionamiento es **superior** al número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo (**Nh**) anual → **no se producirá ninguna reducción** en los ingresos anuales procedentes de la retribución específica.

- El número de horas equivalentes de funcionamiento se sitúa **entre** el umbral de funcionamiento (**Uf**) anual y el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo (**Nh**) anual → **se reducirán proporcionalmente** los ingresos anuales procedentes de la retribución específica, según la fórmula establecida en el apartado b) del artículo 21.4. del RD.

Impacto en PF

Para cada Instalación Existente objeto de un project finance, recomendamos valorar por parte de los financiadores y sponsors la posibilidad de requerir a la entidad que se encargue de la operación y mantenimiento (O&M) que garantice que la instalación en cuestión se encuentre en un estado de mantenimiento que le permita obtener anualmente un número de horas equivalentes de funcionamiento igual o superior al Nh anual especificado para la instalación tipo que le sea de aplicación, y que en caso de que este número de horas equivalentes sea inferior pero superior al Uf como consecuencia del estado de mantenimiento, el operador deba pagar a la acreditada una penalización igual al importe de la reducción proporcional bajo este apartado.

Alternativa o acumulativamente, se pueden establecer otros mecanismos que aseguren que la acreditada obtiene los fondos suficientes para repagar la deuda aunque anualmente haya tenido lugar esta corrección, como por ejemplo una cuenta de reserva por correcciones anuales, aportaciones de fondos contingentes por parte de los sponsors o líneas bancarias contingentes de liquidez.

- El número de horas equivalentes de funcionamiento es inferior al Umbral de funcionamiento (**Uf**) anual → **se perderá la retribución específica** para dicha instalación en ese año.

Impacto en PF

Entendemos que este supuesto debería determinar una causa de vencimiento anticipado o event of default de los Documentos de la Financiación, salvo que el operador bajo el contrato de O&M y/o los sponsors otorguen garantías suficientes a favor de las entidades financiadoras por importe equivalente a la retribución específica perdida.

Adviértase que, para las liquidaciones de los años 2014 a 2016, el Anexo II.2 de la Orden de Parámetros establece los valores de las horas de horas equivalentes de funcionamiento mínimo (**Nh**) en su columna séptima, y del umbral de funcionamiento (**Uf**) en su columna octava.

A estos efectos, el **número de horas equivalentes de funcionamiento** se define para un periodo determinado como el cociente entre: (i) la energía vendida en mercado en cualquiera de sus formas de contratación, en kWh, y (ii) la potencia instalada expresada en Kw.

Adicionalmente a esta corrección anual, se realizarán **tres (3) correcciones a cuenta** de la corrección anual definitiva, al final del primer, segundo y tercer trimestre de cada año, para lo cual se aplicarán sobre los valores de Nh y Uf los porcentajes establecidos en las columnas novena, décima y undécima de las tablas del Anexo II.2. de la Orden de Parámetros.

En las alegaciones realizadas durante el trámite de audiencia del Borrador OM de Febrero, varios interesados solicitaron la supresión del umbral de funcionamiento y del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo para varias categorías de instalaciones, pero tal y como consta en la Memoria que acompaña al Borrador OM de Mayo, se rechazaron tales alegaciones por el MINETUR usando el argumento de la CNMC de que ligar la retribución a la inversión con un mínimo de energía vertida a la red es una cautela necesaria para no retribuir instalaciones que se encuentren no operativas con unos ingresos fijos e independientes de la producción de la planta.

Adviértase que, por ejemplo, para las instalaciones fotovoltaicas - Subgrupo b.1.1 (códigos IT-00437 y siguientes), los porcentajes de corrección trimestrales en la Orden de Parámetros son 10% (a los 3 meses), 20% (a los 6 meses) y 30% (a los 9 meses), por lo que entendemos que salvo situaciones anómalas, dichos porcentajes deberían superarse y no implicar corrección a cuenta alguna.

Para las instalaciones del Grupo a.1 los referidos porcentajes son 15%, 30% y 45%, y para el Grupo b.4 son 20%, 40% y 50%.

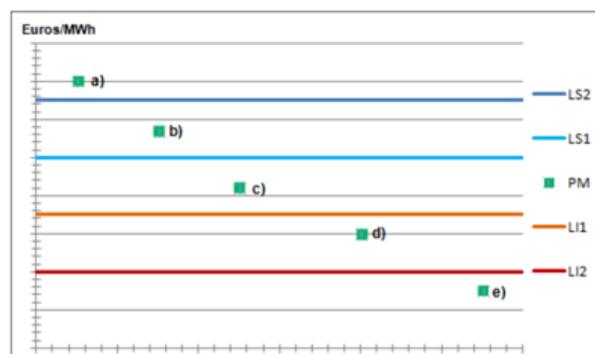
Impacto en PF

En todo caso, recomendamos analizar para cada Instalación Existente la posibilidad de que se puedan producir estas correcciones a cuenta trimestrales, para que, en su caso, los Documentos de la Financiación regulen los mecanismos necesarios para evitar una tensión de tesorería que afecten al servicio de la deuda (e.g. garantía bajo el O&M, garantía de sponsors, cuenta de reserva, línea contingente de liquidez).

B) AJUSTES POR DESVIACIONES EN EL PRECIO DE MERCADO (EX. ARTÍCULO 22 DEL RD)

Como los ingresos por venta de electricidad al sistema por precio de mercado se basan en estimaciones a partir del 14 de julio de 2013 (vid. Anexo VI de la Orden de Parámetros), se incluye un mecanismo de corrección por si el precio de mercado se desvía de los valores previstos en dicho anexo.

Con este objeto, se definen en el artículo 22 del RD dos bandas de variación en torno al precio estimado del mercado considerado en el cálculo de los parámetros (precio medio anual del mercado o “Pm”), mediante dos límites de precio superior (“LS1” y “LS2”) y dos límites de precio inferior (“LI1” y “LI2”):



Fuente: Informe de la CNMC sobre la Propuesta de Real Decreto de renovables, cogeneración y residuos, de fecha 17/12/2013.

De conformidad con el Anexo III de la Orden de Parámetros, se establecen los siguientes valores de precios estimados de mercado y de límites superiores e inferiores:

	2014	2015	2016	2017 en adelante
--	------	------	------	------------------

Precio estimado del mercado (€/MWh)	48,21	49,52	49,75	52
LS2 (€/MWh)	56,21	57,52	57,75	60
LS1 (€/MWh)	52,21	53,52	53,75	56
LI1 (€/MWh)	44,21	45,52	45,75	48
LI2 (€/MWh)	40,21	41,52	41,75	44

Adviértase que estos valores de precios estimados se corresponden con la media aritmética de las cotizaciones de los correspondientes contratos de futuros anuales negociados en el mercado de futuros de electricidad organizado por "OMIP" durante los últimos seis meses de 2013, según la metodología incluida en la Orden de Parámetros atendiendo a ciertas alegaciones formuladas durante el trámite de audiencia del Borrador OM de Febrero, reduciendo así los valores de precios estimados que se habían incluido en este primer borrador, dado que los valores medios de los primeros meses de 2014 han sido inferiores a lo establecido como media en dicho borrador. Asimismo, se incluye una estimación para los años 2017 y siguientes (esto es, una vez transcurrido el primer semiperiodo regulatorio) siguiendo una hipótesis más conservadora al no existir información de precios en los mercados de futuros lo suficientemente representativa, aunque entendemos que esta estimación no es relevante ya que el Gobierno tiene la facultad de modificar estos parámetros al finalizar el primer semiperiodo regulatorio según las cotizaciones de los contratos de futuro que se verifiquen a final de 2016.

A estos precios se les aplican unos "coeficientes de apuntamiento" para obtener los precios de mercado eléctrico aplicables a cada tecnología.

De acuerdo con lo anterior, y utilizando como ejemplo para ilustrar el funcionamiento del sistema, una instalación fotovoltaica con código IT-00498 y número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo (Nh) de 1.261 horas (*):

Si precio medio anual de mercado (Pm) se sitúa...	La Instalación Tipo (IT)	Ejemplos (*)
c) Dentro de la banda estrecha comprendida entre LS1y LI1	Corre con el riesgo de mercado y no se hace corrección alguna.	
b) Entre ambos límites superiores	Retiene la mitad del sobreingreso producido por dicha desviación, ya que el VNA unitario de la IT se corregirá al comienzo del semiperiodo regulatorio siguiente para cada uno de los años del semiperiodo anterior en que este fuera el caso, por la mitad de la diferencia entre el precio medio del mercado observado y LS1, aplicándose dicha corrección al número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo (Nh) de la IT.	Si en 2014 el precio medio anual de mercado (Pm) fuese finalmente de 54,5€/MWh: $Vajdm_{ij} = N_{hij} * 0,5 * (LS1_{ij} - P_{mij})$ $Vajdm_{2014,1} = 1.261h * 0,5 * (52,21 \text{ €/MWh} - 54,5 \text{ €/MWh}) =$ $= <1.443,84 > \text{ €/MW}$
a) Por encima del mayor de los límites superiores o LS2	No asume ningún riesgo de precio ya que se corrige toda la diferencia de precio, disminuyendo el VNA unitario.	Si en 2014 Pm fuese finalmente de 57,5€/MWh $Vajdm_{ij} = N_{hij} * 0,5 * (LS1_{ij} - LS2_{ij}) + N_{hij} * (LS2_{ij} - P_{mij})$ $Vajdm_{2014,1} = 1.261 h * 0,5 * (52,21 \text{ €/MWh} - 56,21 \text{ €/MWh}) +$ $1.261 h * (56,21 \text{ €/MWh} - 57,5 \text{ €/MWh}) =$ $= <2.522 > \text{ €/MW} + <1.626,69 > \text{ €/MW} =$ $= <4.148,69 > \text{ €/MW}$
d) Entre ambos límites inferiores	Soporta la mitad del riesgo producido por dicha desviación, ya que el VNA unitario de la IT se corregirá al comienzo del semiperiodo regulatorio siguiente para cada uno de los años del semiperiodo anterior en que este fuera el caso, por la mitad de la diferencia entre el precio medio del mercado observado y LI1, aplicándose dicha corrección al número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la IT.	Si en 2014 Pm fuese finalmente de 42,5€/MWh $Vajdm_{ij} = N_{hij} * 0,5 * (LI1_{ij} - P_{mij})$ $Vajdm_{2014,1} = 1.261 h * 0,5 * (44,21 \text{ €/MWh} - 42,5 \text{ €/MWh}) =$ $= +1.078,15 \text{ €/MW}$
e) Por debajo del menor de los límites inferiores o LI2	No asume ningún riesgo de precio ya que se corrige toda la diferencia de precio, aumentando el VNA unitario.	Si en 2014 Pm fuese finalmente de 39,5€/MWh $Vajdm_{ij} = N_{hij} * 0,5 * (LI1_{ij} - LI2_{ij}) + N_{hij} * (LI2_{ij} - P_{mij})$ $Vajdm_{2014,1} = 1.261 h * 0,5 * (44,21 \text{ €/MWh} - 40,21 \text{ €/MWh}) +$ $1.261 h * (40,21 \text{ €/MWh} - 39,5 \text{ €/MWh}) =$ $= 2.522 \text{ €/MW} + 895,31 \text{ €/MW} =$

A los anteriores efectos, la CNMC deberá calcular el precio medio anual del mercado para cada año natural y deberá publicarlo en su página web antes del 30 de enero del siguiente año. Para el último año natural de cada semiperiodo regulatorio, el precio medio anual se calculará como la media móvil de los 12 meses anteriores al 1 de octubre, y la CNMC deberá publicarlo antes del 15 de octubre de dicho año.

Este valor de ajuste por desviación en el precio de mercado se calculará de forma anual **y se compensará durante el resto de la vida útil de la instalación** mediante su inclusión en la fórmula del valor neto del activo (VNA) establecida en el Anexo VI del RD.

Al finalizar la vida útil regulatoria, los saldos positivos o negativos de los valores de ajuste que no hayan sido repercutidos hasta ese momento serán liquidados por el organismo encargado de la liquidación en las seis liquidaciones posteriores a la finalización de la vida útil regulatoria.

En las alegaciones realizadas durante el trámite de audiencia del Borrador OM de Febrero, varios interesados solicitaron la supresión de estos límites superiores e inferiores para varias categorías de instalaciones, pero tal y como consta en la Memoria que acompaña al Borrador OM de Mayo, se rechazaron tales alegaciones por el MINETUR argumentando que estos límites deben permanecer como mecanismo de control de las variaciones en precios de mercado y, por tanto, de los sobrecostes asociados.

Impacto en PF

En una primera aproximación a este tema, entendemos que este mecanismo de ajuste por desviaciones en el precio del mercado plantea grandes dificultades para un esquema convencional de project finance, especialmente teniendo en cuenta que los límites superiores e inferiores sólo se establecen para los años del primer semiperiodo regulatorio (esto es, 2014, 2015 y 2016) y porque el sentido y la cuantía del ajuste dependerá de qué valor medio de mercado se calcule para cada año, afectando dicho ajuste directamente sobre el VNA y, por tanto, a la Rinv para el siguiente semiperiodo regulatorio).

En este sentido, salvo que se pueda redimensionar la deuda bancaria con la hipótesis más conservadora (esto es, incluyendo en el caso base el número horas equivalentes de funcionamiento mínimo (Nh) que sea de aplicación a la Instalación Existente y el menor de los límites inferiores (LI2), entendemos que para aquellos project finance que sean susceptibles de refinanciación, las proyecciones de ingresos sólo podrían realizarse para un periodo de 3 años (es decir, para cada semiperiodo regulatorio) y que, al finalizar cada uno de estos semiperiodos de 3 años, las partes de los Documentos de la Financiación deben volver a renegociar los términos de la financiación de que se trate de conformidad con los nuevos parámetros retributivos que se establezcan para el nuevo semiperiodo regulatorio como consecuencia de estos ajustes por desviaciones en el precio del mercado y, en consecuencia, del cambio del VNA con el que se calcula el Rinv para cada IT.

1.3.2. En particular, la retribución a la operación (“Ro”) de la instalación tipo

Para cada periodo de liquidación, la retribución a la operación (Ro) de una instalación se multiplicará por la energía vendida en el mercado de producción en cualquiera de sus formas de contratación, sin perjuicio de la corrección en función del número de horas equivalentes de funcionamiento según el artículo 21 del RD.

La suma de Ro y de la estimación de los ingresos de explotación por unidad de energía generada debe ser igual a los costes estimados de explotación por unidad de energía generada de cada instalación tipo.

Al igual que para la Rinv, el valor de Ro se encuentra fijado para las IT con año de autorización de explotación definitiva anterior a 2013 inclusive en el Anexo II de la Orden de Parámetros, tanto para las liquidaciones del año 2013 (Anexo II.1), como para las liquidaciones del año 2014 (Anexo II.2) y de los años 2015 y 2016 (Anexo II.3).

Para aquellas instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio de combustible, en el referido Anexo II.2 no se incluyen los valores de Ro correspondientes a 2015 y 2016 dado que se actualizarán anualmente.

Asimismo, el Anexo II incluye el número de horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro tanto para 2013 como para el primer semiperiodo regulatorio.

En las alegaciones realizadas durante el trámite de audiencia del Borrador OM de Febrero, varios interesados solicitaron la incorporación de una fórmula que estableciese la metodología de revisión de la retribución a la operación, ya que los borradores de RD y de la Orden de Parámetros no la desarrollaban. El MINETUR rechazó estas alegaciones sobre la base de que esta metodología tiene entidad suficiente para ser objeto de desarrollo en una norma aparte, tal como está previsto.

Impacto en PF

Hasta que se desarrolle esta norma por la cual se establezca la metodología de revisión de la Ro, entendemos que no es posible incluir en una posible revisión del caso base del proyecto ningún importe de Ro para el segundo y siguientes semiperiodos regulatorios, por lo que este sería otro motivo para establecer la obligación de volver a negociar los términos de los Documentos de la Financiación a la finalización del primer semiperiodo de 3 años, salvo que se pueda redimensionar la deuda bancaria a largo plazo sin tener en cuenta el importe de Ro a partir de 1 de enero de 2017.

Asimismo, durante el plazo de alegaciones, varios interesados solicitaron la supresión del número de horas de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la Ro para varios grupos de tecnologías, aceptando MINETUR estas alegaciones para determinados grupos de tecnología cuando se encuentran asociados a un proceso productivo (en particular, cogeneración, residuos y licores negros).

Para las instalaciones fotovoltaicas, en relación con las horas equivalentes de funcionamiento, es importante advertir que, a partir de 2014, se considera que todas las instalaciones tipo sufren una pérdida de rendimiento y, por tanto, de producción, del 0,50% anual, que empieza a aplicar en 2015, lo cual significa unos ingresos por Ro menores año tras año.

1.3.3. Vida útil regulatoria

La Orden de Parámetros introduce una extensión de la vida útil regulatoria considerada para determinados grupos y subgrupos (cogeneraciones, biomasas y residuos) respecto a la asumida por la normativa anterior:

CATEGORÍA	GRUPO	SUBGRUPO	AÑOS VIDA ÚTIL (Legislación anterior)*	AÑOS VIDA ÚTIL
a)	a.1	a.1.1, a.1.2. y a.1.3.	15	25
	a.2		15	25
b)	b.1	b.1.1	30	30
		b.1.2	25	25

	b.2	b.2.1	20	20
	b.3.		20	20
	b.4, b.5		25	25
	b.6, b.7 y b.8		15	25
c)	c.1, c.2 y c.3		15	25

Fuente: Informe de la CNMC sobre la Propuesta de Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo, de fecha 3 de abril de 2014, incluyendo en la última columna los años de vida útil según el artículo 5 de la Orden de Parámetros.

Como pone de manifiesto la CNMC en su informe, la nueva normativa no aporta los motivos técnico-económicos que soportan la prolongación de la vida útil regulatoria de algunos tipos de instalaciones frente a la de otros grupos cuya vida útil ha permanecido invariable. Aunque pueden existir razones técnicas para alargar la vida de ciertos subgrupos y la variación no afecta a la rentabilidad total del proyecto (puesto que la retribución específica se percibe durante más años) sí tiene un impacto financiero desde el punto de vista de la liquidez a corto y medio plazo, ya que los flujos de ingresos anuales se ven disminuidos como consecuencia de la “laminación” de dicha retribución.

Impacto en PF

Para aquellas instalaciones encuadradas en un IT dentro de un subgrupo para el cual se ha extendido la vida útil regulatoria, entendemos que las partes de los Documentos de la Financiación deberían valorar si es posible redimensionar el perfil de la vida de la deuda en función de este plazo ampliado durante el cual la instalación tendrá derecho a un régimen retributivo específico (sin perjuicio de lo que se ha comentado anteriormente sobre la dificultad de establecer un análisis de cash flows por la revisión de los parámetros retributivos en cada periodo regulatorio e incluso en cada semiperiodo regulatorio).

Asimismo, en relación con las instalaciones fotovoltaicas, aunque el RDL 14/2010 amplió el plazo de percepción de tarifa de 25 a 28 años y posteriormente la Ley 2/2011 de Economía Sostenible incrementó el plazo de derecho a recibir prima a los 30 años, recomendamos que los sponsors requieran a asesores técnicos que certifiquen que la instalación en cuestión puede aumentar su vida útil en 5 años la vida útil (i.e. de 25 años a 30 años), ya que el fabricante de paneles únicamente garantiza la capacidad de producción al 80% de la capacidad inicial.

2. OTROS ASPECTOS RELEVANTES A TENER EN CUENTA PARA LOS DOCUMENTOS DE LA FINANCIACIÓN

2.1 CONJUNTO DE INSTALACIONES Y CONCEPTO DE “CONTINUIDAD”

En el caso de que una de las características a considerar para determinar la IT asignada a cada instalación real sea la potencia, se tomará la potencia instalada unitaria de dicha instalación, salvo que ésta pertenezca a un “conjunto de instalaciones”, en cuyo caso se tomará la suma de las potencias instaladas de las instalaciones unitarias que formen parte de él.

A estos efectos, formarán parte de un conjunto de instalaciones aquellas que cumplan con los criterios especificados en el artículo 14.2. del RD para cada uno de los grupos y subgrupos definidos.

Por ejemplo, en el supuesto de las instalaciones del Grupo b.1 (fotovoltaicas y termosolares), Grupo b.2 (eólicas) y Grupo b.3 (e.g. geotérmicas o mareomotriz), los criterios para considerar que varias instalaciones reales forman parte de un conjunto de instalaciones son los siguientes:

- 1) Que se conecten en un mismo punto de la red de distribución o transporte, considerando un único punto de la red de distribución o transporte, una subestación o un centro de transformación, o dispongan de línea o transformador de evacuación común o que se encuentren en una misma referencia catastral, considerada ésta por sus primeros 14 dígitos.*
- 2) Que la diferencia entre sus fechas de inscripción definitiva en el registro administrativo no sea superior a 36 meses.*
- 3) Que se acredite que no existe “continuidad”. A estos efectos, se entiende que hay continuidad entre varias instalaciones eólicas cuando la distancia entre alguno de los aerogeneradores de distintas instalaciones sea inferior a 2.000 metros, y en el caso de instalaciones fotovoltaicas y termosolares, cuando cualquiera de los elementos físicos o edificaciones de distintas instalaciones disten menos de 500 metros.*

Impacto en PF:

Como varios productores han puesto de manifiesto, estos criterios para considerar un conjunto de instalaciones y, en consecuencia, el IT aplicable en función de la potencia nominal agregada, pueden implicar un perjuicio para aquellas instalaciones que, a pesar de conectarse en un mismo punto de red, inscribirse en el plazo de 36 meses y estar separadas por menos de 500 metros, son instalaciones claramente diferenciadas por pertenecer no sólo a distintos titulares, sino por otros elementos caracterizadores, como puede ser el de la tecnología empleada (por ejemplo, una instalación fotovoltaica con potencia instalada inferior a 10 MW y de tecnología fija, adyacente a otra instalación fotovoltaica de potencia instalada también inferior a 10 MW pero de tecnología de seguimiento a 1 eje, y que si se sumaran sus respectivas potencias, se superaría el umbral de 10 MW que determina la asignación de una IT distinta y con Rinv inferior). Salvo que se puedan realizar las alegaciones oportunas ante la CNMC y/o MINETUR, entendemos que existe un riesgo de que en estos supuestos se asigne la IT correspondiente a la suma de las potencias de las instalaciones consideradas como un conjunto en el que existe continuidad, afectando significativamente a la Rinv que de otro modo la instalación particular tendría derecho a percibir y, en consecuencia, al régimen retributivo específico que determine si el project finance puede ser objeto de refinanciación o no.

2.2. DEVENGO Y LIQUIDACIONES DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO. LIQUIDACIONES PROVISIONALES Y DIFERENCIA ENTRE EL ANTERIOR RÉGIMEN PRIMADO Y EL NUEVO RÉGIMEN RETRIBUTIVO

El régimen retributivo específico comenzará a devengarse desde la fecha más tardía de las dos siguientes: (i) el primer día del mes siguiente a la fecha de la autorización de explotación definitiva de la Instalación Existente; y (ii) el primer día del mes siguiente al de la fecha de inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación.

El devengo de la Rinv y de la Ro se producirá hasta la fecha que resulte de añadir a la fecha de inicio del devengo, el periodo correspondiente a la vida útil regulatoria de la instalación.

Los importes correspondientes al régimen retributivo específico regulados en el RD se someterán al procedimiento general de liquidaciones previsto en la Ley 24/2013, realizándose mensualmente por el órgano encargado de las mismas (*i.e.* la CNMC) a cuenta de la liquidación de cierre de cada año, sin perjuicio de las regularizaciones posteriores conforme a la normativa de aplicación. Las instalaciones que tengan derecho a la percepción del régimen retributivo específico liquidarán la cuantía correspondiente bien directamente o bien a través de su representante.

Hasta la aprobación de la Orden de Parámetros, **las liquidaciones mensuales correspondientes al ejercicio 2014 continuaban realizándose sobre la base de la tarifa de 2013, pero con la consideración de ingresos a cuenta** de la retribución que resulte aplicable una vez aprobada la Orden de Parámetros, por lo que **deben ser objeto de regularización** a lo largo de sucesivas liquidaciones, en concreto, de las **nueve (9) liquidaciones** que se practiquen desde la entrada en vigor de la Orden de Parámetros (*vid.* Disposición Transitoria Tercera.2 del RDL 9/2013, tal y como fue modificada por la Ley 24/2013).

Adviértase asimismo que partir del pasado mes de marzo de 2014, la CNMC puso en marcha el cambio normativo en las liquidaciones provisionales en aplicación del artículo 19 de la Ley 24/2013, mediante la aprobación de la primera de las catorce liquidaciones provisionales de costes del sector eléctrico.

Este cambio normativo implica que, si en las liquidaciones mensuales aparecieran desviaciones transitorias entre los ingresos y los costes del sistema, estas desviaciones serán soportadas por todos los sujetos del sistema de forma proporcional a la retribución que les corresponda.

Como resultado de lo anterior, las ventas de energía se liquidarán en función de lo recaudado por el sistema a través de los peajes e impuestos, mediante la aplicación de un coeficiente de cobertura que mide el desajuste temporal entre ingresos y gastos del sistema. Este coeficiente de cobertura será igual para todos los productores de Energías Renovables y publicado mensualmente en la página web de la CNMC.

Estos desajustes se podrán recuperar en las liquidaciones correspondientes a los cinco años siguientes al ejercicio en que se hubiera reconocido el desajuste temporal, y serán devueltas a los productores junto con un tipo de interés de mercado.

Para la liquidación del mes de enero de 2014, el porcentaje de los costes que se alcanzó en el mes de enero con los ingresos aportados por las empresas al sistema de liquidaciones (i.e. coeficiente de cobertura) fue el 25,5%.

Esto significa que en enero se liquida el 25,5% (no la totalidad) de los costes afectados por el coeficiente de cobertura (distribución, transporte, pagos por capacidad, compensación insular y extrapeninsular, gestión de la demanda interrumpible y retribución específica a renovables, cogeneración y residuos). El 74,5% restante de los costes devengados se abonarán en las liquidaciones consecutivas a medida que vayan entrando en el sistema nuevos ingresos.

Con el objetivo de reducir el impacto que tiene este cambio normativo sobre la situación financiera de los agentes implicados, con cada una de las liquidaciones provisionales la CNMC enviará a cada productor un certificado o "estadillo" donde se reconoce la cuantía devengada por cada uno de los sujetos del sistema de liquidaciones (fuente: nota de prensa de la CNMC de fecha 18 de marzo de 2014).

Para la liquidación provisional de febrero, el coeficiente de cobertura fue del 44,78% y para la de marzo el 55,56% (fuente: www.cnmc.es).

Adviértase que el RD introduce como exigencia no existente con anterioridad que la modalidad de representación (directa o indirecta) deberá necesariamente coincidir a los efectos de las liquidaciones del operador del mercado y del régimen retributivo específico, aspecto imprescindible para llevar a la práctica las liquidaciones en los términos previstos en la Disposición Transitoria Octava del RD. No obstante, no se exige que la modalidad de representación ante el operador del sistema deba ser la misma, dado que no es necesario a estos efectos.

De conformidad con la Disposición Transitoria Octava del RD, cada una de las liquidaciones a las Instalaciones Existentes se realizará según el siguiente procedimiento:

- 1º. **En primer lugar, la liquidación de las cantidades correspondientes al régimen retributivo específico** del período al que se refiera la liquidación, incluyendo, en su caso, la **financiación de desviaciones transitorias o desajustes** (esto es, aplicando el coeficiente de cobertura explicado más arriba).
- 2º. **En segundo lugar, una vez realizada la anterior liquidación**, se incorporará la **novena parte** de los derechos de cobro u obligaciones de pago resultantes de la **diferencia entre el régimen primado que se estaba aplicando hasta la fecha de entrada en vigor de la Orden de Parámetros y el nuevo régimen retributivo específico**, de forma que esa diferencia se repartirá por novenas partes entre cada una de las nueve liquidaciones mensuales sucesivas.

Como lo más habitual es que el resultado de esta diferencia sea una obligación de pago al sistema de liquidaciones, se prevé que la cantidad resultante no pueda ser superior al 50 por ciento de la suma de la cantidad mensual a la que tuviera derecho la Instalación Existente bajo el apartado 1º anterior más los ingresos por la venta de energía.

Este procedimiento de liquidaciones será aplicable a partir de la séptima liquidación del ejercicio 2014, imputándose al ejercicio 2013 hasta que se realice la liquidación complementaria de la liquidación decimocuarta de dicho ejercicio, e imputándose posteriormente a los siguientes ejercicios.

Si como resultado de los cálculos realizados bajo los apartados 1º y 2º anteriores se generará una obligación de pago al sistema y el sujeto obligado al pago no la cumpliera, dicha obligación de pago se puede compensar con otros derechos de cobro procedentes de otras liquidaciones del sistema e incluso deducirse el importe de derechos de cobro procedentes de las ventas en el mercado por parte del mismo sujeto. El operador del mercado podrá transferir las cantidades correspondientes a tal efecto.

La referida compensación puede tener también lugar cuando las Instalaciones Existentes participen en las liquidaciones mediante representantes indirectos (*i.e.* aquellos que actúan en nombre propio), de forma que los importes no satisfechos por un representante indirecto se puedan compensar con los derechos de cobro del sujeto representado aunque en el momento de aplicarse la compensación el sujeto en cuestión tuviera otro representante (*vid.* apartado 3 de la referida Disposición Transitoria Octava del RD).

Impacto en PF:

Entendemos que el hecho de que las Instalaciones Existentes estén percibiendo hasta la fecha de aprobación de la Orden de Parámetros los importes liquidados sobre la base de la tarifa vigente en 2013, pero que el régimen retributivo específico entra en vigor con efectos desde la fecha de entrada en vigor del RDL 9/2013 (esto es, desde el 14 de julio de 2013), implicará unas obligaciones de pago por parte de cada Instalación Existente frente al sistema de liquidaciones que se repartirá por novenas partes en las liquidaciones mensuales desde la entrada en vigor de la Orden de Parámetros, disminuyendo el importe que de otro modo hubiere correspondido por la venta de energía en el mercado más la Rinv y la Ro aplicables a cada Instalación Existente (incluyendo el ajuste del coeficiente de cobertura).

En consecuencia, recomendamos a los sponsors y a las entidades financiadoras en aquellos proyectos susceptibles de refinanciación que valoren la inclusión en los Documentos de la Financiación de los mecanismos necesarios para evitar tensiones de tesorería que puedan afectar al pago del servicio de la deuda durante estos próximos meses como consecuencia de la reducción de importes a percibir en las siguientes nueve liquidaciones y de las posibles compensaciones referidas anteriormente, incluyendo también la valoración del desajuste temporal en la percepción de los costes afectados por el coeficiente de cobertura y no abonados en el mes de la liquidación provisional.

2.3. OBLIGACIONES DE LOS PRODUCTORES DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

El último aspecto que queremos destacar en esta nota por poder afectar a los Documentos de la Financiación es el relativo a las obligaciones que tienen los productores de las Energías Renovables, incluyendo las Instalaciones Existentes, en virtud de lo establecido en el artículo 26.3 de la Ley 24/2013 y artículo 7 del RD, de las que destacamos las siguientes:

- a) Disponer con anterioridad al comienzo del vertido de energía a la red, de los **equipos de medida** necesarios que permitan determinar, para cada periodo de programación, la energía producida, su liquidación, facturación y control.
- b) Encontrarse inscritas en el **registro administrativo** de instalaciones de producción de energía eléctrica.
- c) Todas las Instalaciones Existentes peninsulares con potencia instalada superior a 5 MW, y aquellas con potencia instalada inferior o igual a 5 MW pero que formen parte de una

“agrupación” (según este término se define en el artículo 7.c) del RD) del mismo subgrupo del artículo 2 del RD cuya suma total de potencias instaladas sea mayor de 5 MW, deberán estar adscritas a un **centro de control de generación**, que actuará como interlocutor con el operador del sistema, remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones. En la anterior regulación, el umbral era 10 MW.

- d) Todas las Instalaciones Existentes peninsulares con potencia instalada mayor de 1 MW, o inferior o igual a 1 MW pero que formen parte de una “agrupación” del mismo subgrupo del artículo 2 cuya suma total de potencias instaladas sea mayor de 1 MW, deberán enviar **telemidas al operador del sistema**, en tiempo real, de forma individual en el primer caso o agregada en el caso de formar parte de una “agrupación”.
- e) Todas las instalaciones o “agrupaciones” de instalaciones fotovoltaicas de potencia instalada superior a 2 MW, y las instalaciones eólicas, estarán obligadas al cumplimiento de los **requisitos de respuesta frente a huecos de tensión** establecidos mediante el procedimiento de operación.
- f) En lo relativo al **servicio de ajuste de control del factor de potencia**, las Instalaciones Existentes deberán mantenerse, de forma horaria, dentro del rango de factor de potencia que se indica en el Anexo III del RD.

Dicho rango podrá ser modificado anualmente por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, a propuesta del operador del sistema debiendo encontrarse, en todo caso, entre los valores extremos de factor de potencia: 0,98 capacitivo y 0,98 inductivo. El citado rango podrá ser diferente en función de las zonas geográficas.

Impacto en PF:

Aunque podemos asumir que las Instalaciones Existentes deberían cumplir ya con las obligaciones referidas anteriormente, ya que así venían reguladas en la normativa anterior (con algunas salvedades), recomendamos a los sponsors y a las entidades financiadoras que revisen con sus asesores técnicos si actualmente se están observando la totalidad de las obligaciones relativas a centro de control de generación, telemidas, requisitos de respuesta frente a huecos de tensión y rango del factor de potencia, y en caso de que no fuera así, establecer las correspondientes obligaciones a cargo de acreditada, sponsors y/u operador bajo el O&M como condiciones previas de firma de la refinanciación y obligaciones de hacer (covenants) a cumplir durante toda la vida de la financiación ya que su incumplimiento puede determinar la pérdida del régimen retributivo específico (en el caso de incumplimiento de apartados c), d) y e) anteriores) o el pago de una penalización según el Anexo III del RD (en el caso de incumplimiento del rango de factor de potencia).