



**Nuevas reglas del mercado:
*Adaptación al Régimen Económico de Energías
Renovables y evolución del Comité de Agentes
del Mercado***

15 de marzo de 2023

Objetivo de la modificación de reglas:

- ❑ Integración de la **liquidación del nuevo Régimen Económico de Energías Renovables (REER)**, de acuerdo al RD 960/2020.
- ❑ **Evolución del Comité de Agentes del Mercado (CAM)**.
- ❑ Adicionalmente, **correcciones y mejoras** en la redacción.

Cronograma aprobación de reglas:

- **Consulta pública** realizada por OMIE abierta a sujetos interesados desde el día 5/5/2022 hasta el 5/6/2022
- **Nueva propuesta de reglas** tras analizar los comentarios recibidos:
 - ✓ Se realizó un webinar con agentes el 8/7/2022
 - ✓ Se envió la propuesta de reglas a la CNMC el 8/7/2022
- La CNMC realizó el **trámite de información pública** del 18/11/2022 al 20/12/2022



Publicación en el BOE el 03/03/2023 (Disposición 5582 del BOE núm. 53 de 2023)
Entrada en vigor el 04/03/2023 (salvo puesta en funcionamiento del nuevo CAM para el que se otorga un plazo máximo de 3 meses de acuerdo con la “Regla Final”)

PROGRAMA DEL WEBINAR

De 10h a 11h30:

- Integración de la liquidación del nuevo Régimen Económico de Energías Renovables (REER)
- Reparto de Intereses positivos.
- Turno preguntas

De 11h30 a 12h:

- Nuevo Comité de Agentes del Mercado (CAM).
- Turno preguntas

1.

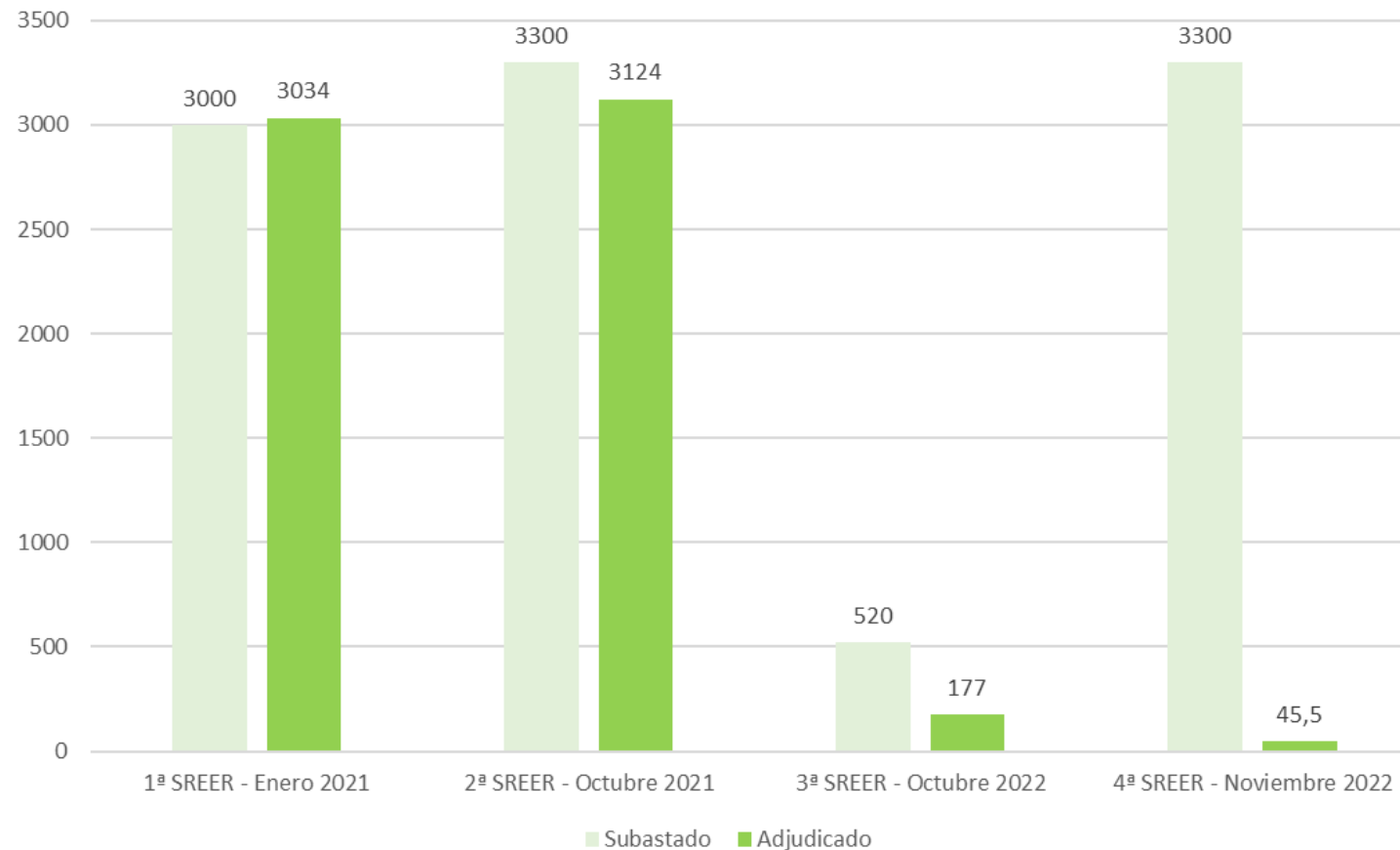
Introducción al Régimen Económico de Energías Renovables (REER)

- Introducción.
- Resultados de las subastas REER



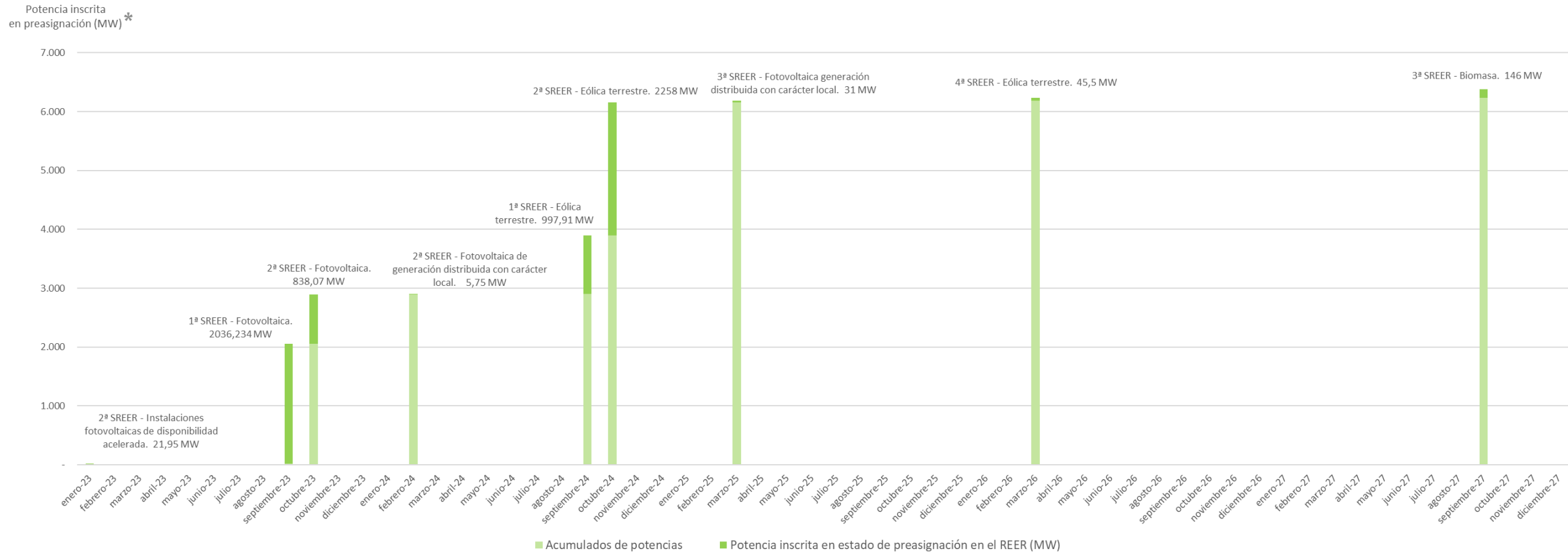
RESULTADOS DE LAS SUBASTAS REER

- Subastas reguladas en el Real Decreto 960/2020 y Orden TED/1161/2020.
- Comparativa, en MW, de la potencia subastada en el REER y la potencia finalmente adjudicada en cada subasta:



DATOS DE LAS SUBASTAS REER

□ **Cronograma** de las **fechas de inicio del plazo máximo de entrega**, de las instalaciones adjudicatarias en las subastas del REER, por potencia en estado de preasignación:



*La potencia de la tercera y cuarta subasta todavía no ha sido publicada en estado de preasignación, por lo que son datos referidos a la potencia adjudicada durante la subasta.

2.

Liquidación del REER

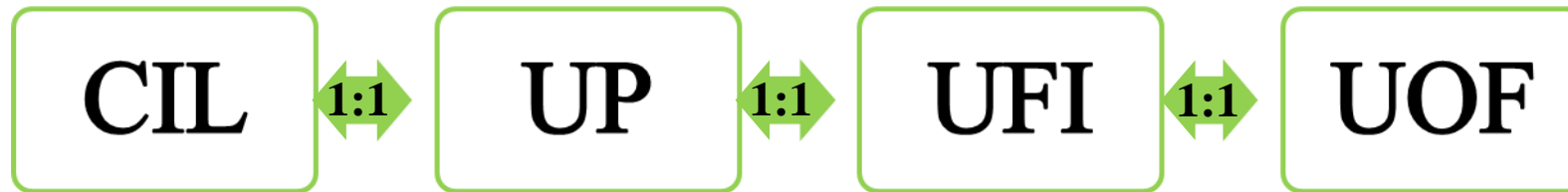
- Liquidación a adjudicatarios REER
 - Precio a percibir y Energía de subasta
 - Retribución de las instalaciones adscritas al régimen
 - Ajuste de liquidación

- Liquidación del excedente o déficit de las liquidaciones del REER



Liquidación a adjudicatarios REER

Para que sea posible la aplicación del régimen económico a cada instalación, la asociación de las instalaciones adscritas al REER (CIL) con las unidades físicas (UFI) y unidades de oferta (UOF) debe ser en todo momento:



El operador del mercado no podrá emitir el **certificado de venta de energía** en el mercado, requisito previo para la obtención de la inscripción en el Registro del Régimen Económico de Energías Renovables en estado de explotación, hasta que la unidad no haya vendido energía en el mercado y **la asociación de dicha instalación sea 1:1:1** (CIL:UOF:UFI).

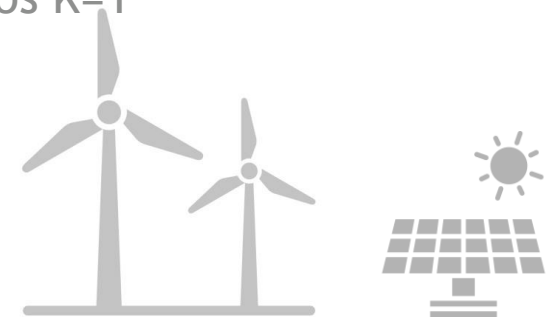
PRECIO A PERCIBIR Y ENERGÍA DE SUBASTA

Precio a percibir (PP) por cada instalación (UP) adscrita al REER en cada periodo de programación:

$$\text{Precio a percibir (PP)} = \left[\text{Precio de adjudicación (UP)} + \% \text{ ajuste de mercado (UP)} \times \left(\text{Precio del MD en el periodo} - \text{Precio de adjudicación (UP)} \right) \right] \times \text{Coeficiente } K$$

- **Porcentaje de ajuste de mercado:** Expresado en tanto por uno y comprendido entre 0 y 0,5, regulado en las diferentes órdenes ministeriales que regulan los mecanismos de cada subasta. Si en la orden no se especificara valor alguno, se considerará que el porcentaje de ajuste de mercado es cero.
- **Coeficiente K:** Se introduce en la *Disposición final quinta del RD 376/2022, de 17 de mayo*. Es un coeficiente que, por resolución de la DGPEyM podrá minorar el PP de las instalaciones que utilicen los combustibles incluidos en los grupos b.6, b.7 y b.8, en caso de incumplimiento por la instalación de los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Resto casos K=1

Este **Precio a percibir**, redondeado a dos decimales, será el **precio aplicable a la energía negociada** por las instalaciones tanto en el Mercado Diario, Mercados Intradiarios como en los Servicios de ajuste y balance, **durante su adhesión al REER**.



PRECIO A PERCIBIR Y ENERGÍA DE SUBASTA

Precio a percibir (PP) por cada instalación (UP) adscrita al REER en cada periodo de programación:

$$\text{Precio a percibir (PP)} = \left[\text{Precio de adjudicación (UP)} + \% \text{ ajuste de mercado (UP)} \times \left(\text{Precio del MD en el periodo} - \text{Precio de adjudicación (UP)} \right) \right] \times \text{Coeficiente } K$$

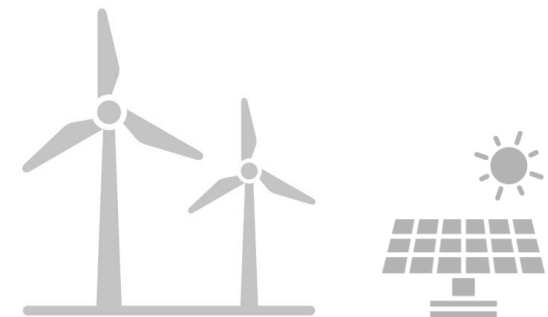
Si Precio de exención de cobro > Precio negociado UP

- La instalación cobra/paga el **precio del mercado** en periodo correspondiente
- La energía negociada en ese mercado y periodo **no computa como energía de subasta**

El precio de exención de cobro vendrá definido en las diferentes órdenes ministeriales que regulan los mecanismos de cada subasta, siendo hasta la fecha en todas las subastas **0 €/MWh**. Siempre que el precio negociado por la UP sea mayor que el precio de exención de cobro, la energía negociada será computada como energía de subasta.

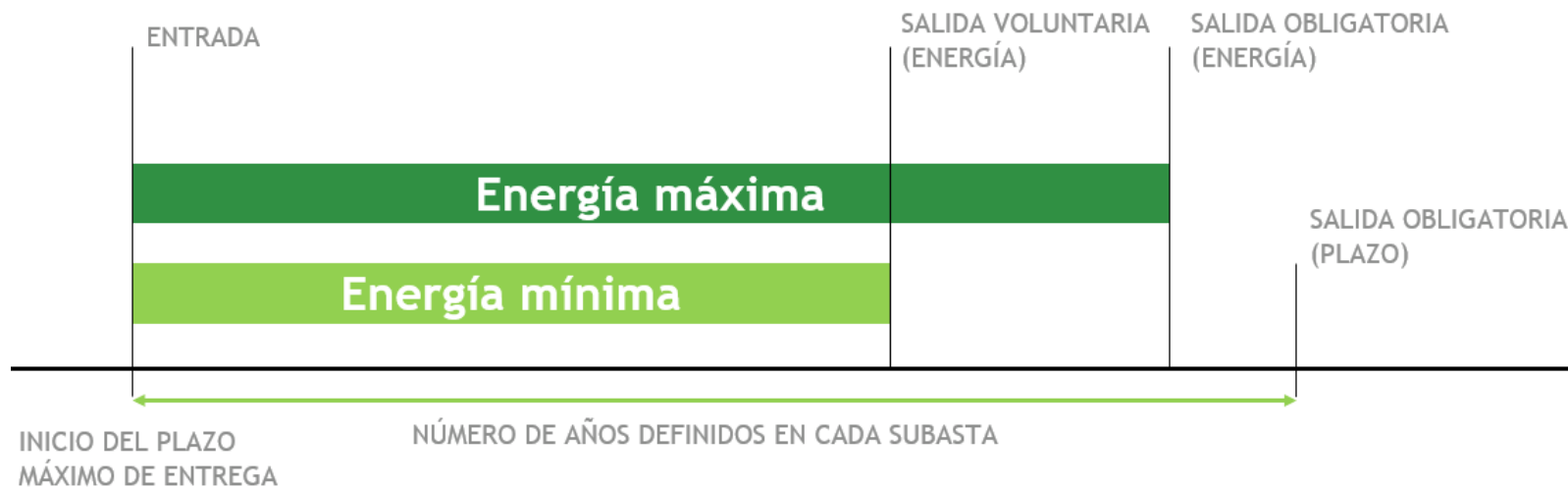


Es importante tener en cuenta que **cualquier transacción a precio igual o inferior al precio de exención de cobro**, supondrá **no computar como energía de subasta** la energía negociada para ese periodo de programación en cualquiera de los mercados.

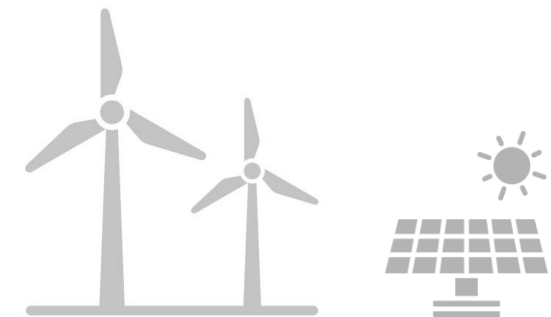


PRECIO A PERCIBIR Y ENERGÍA DE SUBASTA

La **energía de subasta** se define como aquella **energía negociada durante el plazo máximo de entrega** por las instalaciones adscritas al REER mediante su **participación en el mercado** y que no exceda el valor de la energía máxima de subasta.



Las **garantías de origen** (GdO) asociadas a la energía de subasta serán **asignadas al sistema eléctrico**, regulándose mediante Orden Ministerial el adecuado mecanismo de explotación.



MERCADO DIARIO

MERCADO INTRADIARIO

MERCADO INTRADIARIO
CONTINUO

SERVICIOS DE AJUSTE
Y BALANCE



¿Cómo se liquidará el REER?

- ❑ El Operador del Mercado realizará un **ajuste de liquidación por diferencias** para toda la energía negociada por las instalaciones adscritas al régimen en los diferentes mercados.
- ❑ El agente tendrá **dos apuntes en cuenta**, el apunte del **mercado** negociado y el apunte del **ajuste** de liquidación del REER.
- ❑ Este ajuste de liquidación modificará el importe a percibir por los titulares de las unidades asociadas a **instalaciones de producción adscritas al REER**, así como de las **unidades de adquisición** a las que se repercute el excedente o déficit del REER.
- ❑ El Operador del mercado **dejará de liquidar el REER** a una instalación cuando:
 1. La instalación alcance la **energía máxima de subasta**
 2. A la **finalización del plazo máximo de entrega**
 3. El titular de la instalación haya solicitado la **renuncia voluntaria al REER**, a partir de la fecha de renuncia solicitada (siempre posterior a la última fecha liquidada)
 4. En cualquier otro supuesto que suponga la **cancelación de la inscripción en el Registro del REER** en estado de explotación (a partir del día siguiente de la notificación de la cancelación de la inscripción al operador del mercado)

AJUSTE DE LIQUIDACIÓN DEL REER



Ofertas de venta con $PP(up) > PMD$:

$$\text{Derecho de cobro del vendedor} = \text{Energía asignada a la unidad de venta (PDBC)} \times \left[\text{Precio a percibir} - \text{Precio marginal horario (PDBC)} \right]$$

Ofertas de venta con $PP(up) < PMD$:

$$\text{Obligación de pago del vendedor} = \text{Energía asignada a la unidad de venta (PDBC)} \times \left[\text{Precio marginal horario (PDBC)} - \text{Precio a percibir} \right]$$

AJUSTE DE LIQUIDACIÓN DEL REER



Ofertas de venta:

→ $PP(up) > PMI$

$$\text{Derecho de cobro del vendedor} = \text{Energía asignada a la unidad de venta (PIBCI)} \times \left(\text{Precio a percibir} - \text{Precio marginal horario (PIBCI)} \right)$$

→ $PP(up) < PMI$

$$\text{Obligación de pago del vendedor} = \text{Energía asignada a la unidad de venta (PIBCI)} \times \left(\text{Precio marginal horario (PIBCI)} - \text{Precio a percibir} \right)$$

Ofertas de compra:

→ $PP(up) > PMI$

$$\text{Obligación de pago del vendedor} = \text{Energía asignada a la unidad de venta (PIBCI)} \times \left(\text{Precio a percibir} - \text{Precio marginal horario (PIBCI)} \right)$$

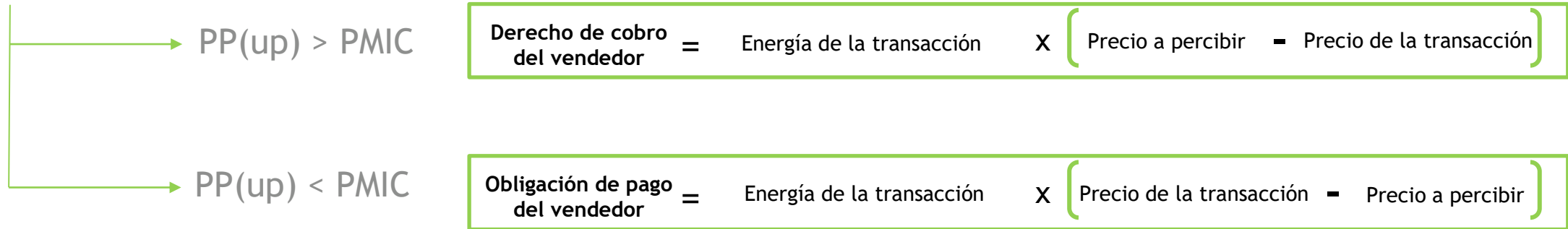
→ $PP(up) < PMI$

$$\text{Derecho de cobro del vendedor} = \text{Energía asignada a la unidad de venta (PIBCI)} \times \left(\text{Precio marginal horario (PIBCI)} - \text{Precio a percibir} \right)$$

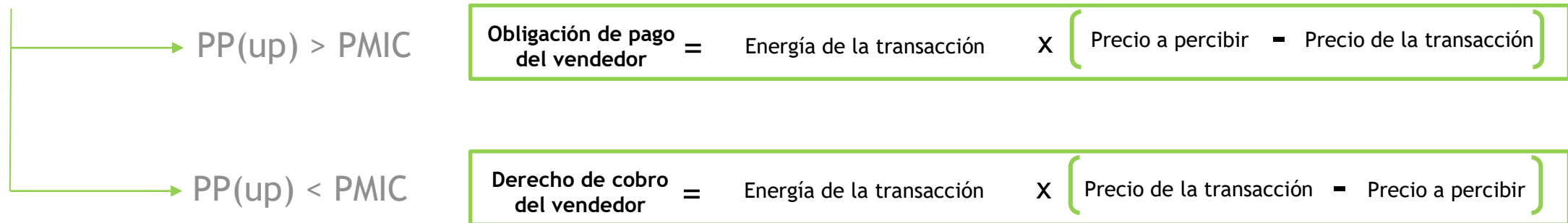
AJUSTE DE LIQUIDACIÓN DEL REER



Ofertas de venta:



Ofertas de compra:



AJUSTE DE LIQUIDACIÓN DEL REER



Periodos con $PP(up) > PMD$:

<p>→ Energía neta negociada a subir</p>	$\text{Derecho de cobro del vendedor} = \text{Energía de la unidad en los Servicios de Ajuste y balance} \times \left(\text{Precio a percibir} - \text{Precio marginal horario (PDBC)} \right)$
<p>→ Energía neta negociada a bajar</p>	$\text{Obligación de pago del vendedor} = \text{Energía de la unidad en los Servicios de Ajuste y balance} \times \left(\text{Precio a percibir} - \text{Precio marginal horario (PDBC)} \right)$

Periodos con $PP(up) < PMD$:

<p>→ Energía neta negociada a subir</p>	$\text{Obligación de pago del vendedor} = \text{Energía de la unidad en los Servicios de Ajuste y balance} \times \left(\text{Precio marginal horario (PDBC)} - \text{Precio a percibir} \right)$
<p>→ Energía neta negociada a bajar</p>	$\text{Derecho de cobro del vendedor} = \text{Energía de la unidad en los Servicios de Ajuste y balance} \times \left(\text{Precio marginal horario (PDBC)} - \text{Precio a percibir} \right)$

La regla 58.4. “COORDINACIÓN ENTRE EL OPERADOR DEL MERCADO Y LOS OPERADORES DEL SISTEMA” se modifica para recoger el intercambio de información entre el operador del sistema y el operador del mercado de los valores netos de energía negociada por las instalaciones adscritas al régimen económico en los servicios de ajuste y balance. REE comunicará a OMIE antes de las 4:00 AM del día D+1 los valores de la energía neta negociada para el día D por estas instalaciones

LIQUIDACIÓN DEL EXCEDENTE O DÉFICIT DE LAS LIQUIDACIONES DEL REER

- Regla 52.4: El excedente o déficit generado a nivel diario en las liquidaciones como consecuencia de las diferencias entre el precio del mercado correspondiente y los precios a percibir por las instalaciones adscritas al REER, **se repartirá entre todas las unidades de adquisición nacionales(*) en proporción a su energía en el último PHF**, consecuencia de las compras en el mercado o de la nominación de contratos bilaterales.



- El valor de este **excedente/déficit diario** para un día D se determinará como el saldo entre las obligaciones de pago y derechos de cobro anotados a las unidades asociadas a instalaciones adscritas al REER en todos los periodos de negociación del día :

$$\begin{array}{l} \text{Excedente} \\ \text{ó} \\ \text{Déficit} \end{array} = \sum_{\text{MD,MI,MIC,SA}} \left(\begin{array}{l} \text{OP ajuste de} \\ \text{liquidación REER} \\ \text{(up)} \end{array} - \begin{array}{l} \text{DC ajuste de} \\ \text{liquidación REER} \\ \text{(up)} \end{array} \right)$$

OP: obligaciones de pago
DC: derechos de cobro

(*) La regla 52.5 indica que no serán objeto de dicho reparto unidades de almacenamiento (consumo de bombeo, baterías), unidades genéricas, unidades porfolio de generación de compra, unidades de exportación y unidades de compra de servicios auxiliares de unidades de producción.

LIQUIDACIÓN DEL EXCEDENTE O DÉFICIT DE LAS LIQUIDACIONES DEL REER

□ Reparto del excedente o déficit diario entre las unidades de adquisición nacionales de manera horaria:

- Si el importe a repartir es un excedente:

$$\text{Derecho de cobro del comprador (h)} = \text{Excedente diario REER} \times \left(\frac{\text{Energía de la unidad de adquisición (h)}}{\text{Energía total de todas las unidades de adquisición (d)}} \right)$$

- Si el importe a repartir es un déficit:

$$\text{Obligación de pago del comprador (h)} = \text{Déficit diario REER} \times \left(\frac{\text{Energía de la unidad de adquisición (h)}}{\text{Energía total de todas las unidades de adquisición (d)}} \right)$$



3.

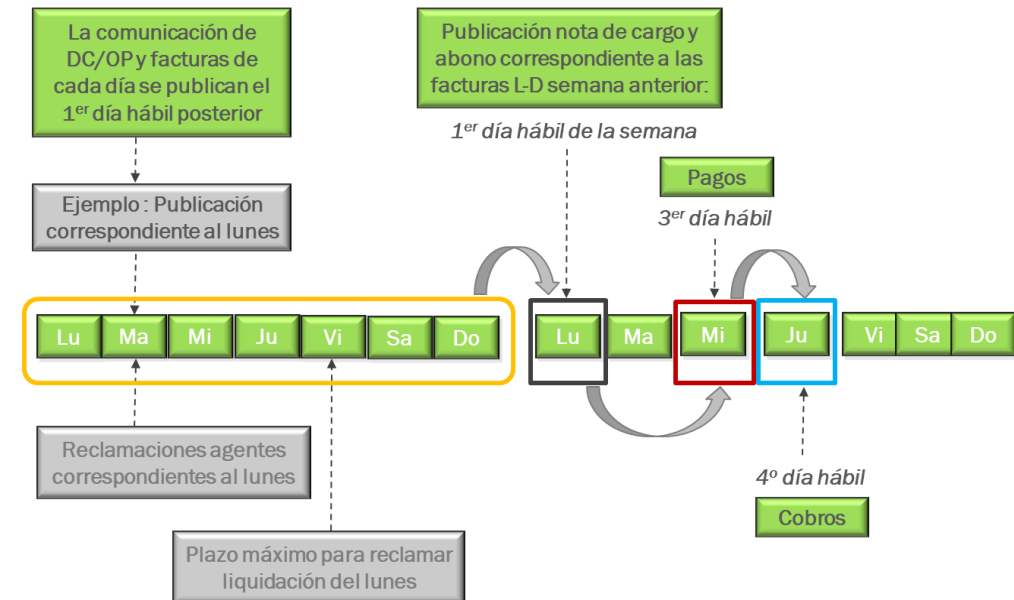
Facturación del REER

- ❑ Cambios sobre el proceso de liquidación y facturación



CAMBIOS SOBRE EL PROCESO DE LIQUIDACIÓN Y FACTURACIÓN

- ❑ La liquidación del REER se **incluira en las actuales liquidaciones diarias** manteniéndose el actual calendario de liquidación, facturación, cobros y pagos. Adicionalmente, existirá una liquidación final tras la recepción de los datos del OS (sobre las 04:00 AM del día D+1), que incluirá la energía comunicada por el OS de las unidades adscritas al REER negociada en los Servicios de Ajuste y Balance.
- ❑ Esta liquidación final se producirá por la variación del excedente/déficit diario del REER, por lo que se volverá a liquidar el segmento S.REER para todas las unidades de adquisición y las unidades de producción que hayan negociado energía en dichos servicios.
- ❑ Estas liquidaciones formarán parte de las **facturas diarias** junto con las de la liquidación de los diferentes mercados y procesos gestionados por OMIE.
- ❑ Eventuales **incumplimientos** en el pago del déficit en las liquidaciones del REER por parte de los titulares de adquisición nacionales que no estén cubiertos por garantías **se prorratearán entre los titulares de las instalaciones acogidas al REER** en proporción a su saldo acreedor en el horizonte semanal (DA 1ª Orden TED/1161/2020).



4.

Determinación del importe de las garantías y método de su constitución

- Requerimientos de garantías a los titulares de unidades de adquisición nacionales.
- Seguimiento de garantías.



REQUERIMIENTOS DE GARANTÍAS A LOS TITULARES DE UNIDADES DE ADQUISICIÓN NACIONALES

$$\text{Requerimiento de garantías para el REER} = \sum_{UA} \left(\text{Días a cubrir por el requerimiento} \times \text{Resolución horaria} \times \text{Potencia máxima de las UA} \times \text{Precio de Riesgo del Déficit} \right)$$

- ❑ Para cubrir el posible **déficit** generado por las liquidaciones de las instalaciones adscritas al REER, **se requieren garantías específicas** a los titulares de unidades de adquisición nacionales.
- ❑ La metodología para la determinación de los requerimientos de garantías solicitados para cubrir las obligaciones derivadas del REER se recoge en la regla 57.7.4. “PARÁMETROS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS REQUERIMIENTOS DE GARANTÍAS A LOS TITULARES DE UNIDADES DE ADQUISICIÓN NACIONALES”.
- ❑ Estas garantías se cuantifican valorando la potencia máxima de las unidades de oferta de adquisición, declarada por dichos titulares, al **Precio de Riesgo del Déficit (PRD)**.
- ❑ El cálculo del **precio de riesgo de déficit** será función del **máximo déficit que se puede llegar a producir**, de la energía mínima de compra del conjunto de unidades de adquisición nacionales que se puede dar, así como del precio del mercado diario en periodos previos.
- ❑ La regla 8ª “Prestación de garantías” posibilita **limitar o suspender la participación** en los mercados de instalaciones adscritas al REER en eventuales situaciones de riesgo que pudieran no estar cubiertas con garantías.
- ❑ La regla 10ª regula el **régimen de suspensión de la participación de unidades de oferta que no hayan satisfecho los requerimientos de garantías** necesarios para cubrir las obligaciones derivadas de la aplicación del REER y su comunicación al operador del sistema.

REQUERIMIENTOS DE GARANTÍAS A LOS TITULARES DE UNIDADES DE ADQUISICIÓN NACIONALES

$$\text{Requerimiento de garantías para el REER} = \sum_{UA} \left(\text{Días a cubrir por el requerimiento} \times \text{Resolución horaria} \times \text{Potencia máxima de las UA} \times \text{Precio de Riesgo del Déficit} \right)$$

$$\text{Precio de Riesgo del Déficit} = \left(\text{Máximo déficit horario posible} \times \text{Coeficiente de minoración} \right) / \text{Energía de compra horaria mínima posible}$$

- ❑ El periodo de cálculo comprenderá un **intervalo de 30 días** ya completamente cerrados.
- ❑ El valor obtenido para el precio PRD se redondeará al alza, a dos decimales.
- ❑ El valor del **coeficiente de minoración del máximo déficit α** , dependerá del porcentaje de periodos de programación en los que el precio horario del MD se haya situado por debajo del precio medio ponderado de adjudicación de las instalaciones adscritas al REER en disposición de entregar energía en el siguiente periodo de cálculo:

Prcj (%)	Coef. Minoración (α)
[0,25]	0,25
(25,50]	0,50
(50,75]	0,75
(75,100]	1,00

REQUERIMIENTOS DE GARANTÍAS A LOS TITULARES DE UNIDADES DE ADQUISICIÓN NACIONALES

$$\text{Requerimiento de garantías para el REER} = \sum_{UA} \left(\text{Días a cubrir por el requerimiento} \times \text{Resolución horaria} \times \text{Potencia máxima de las UA} \times \text{Precio de Riesgo del Déficit} \right)$$

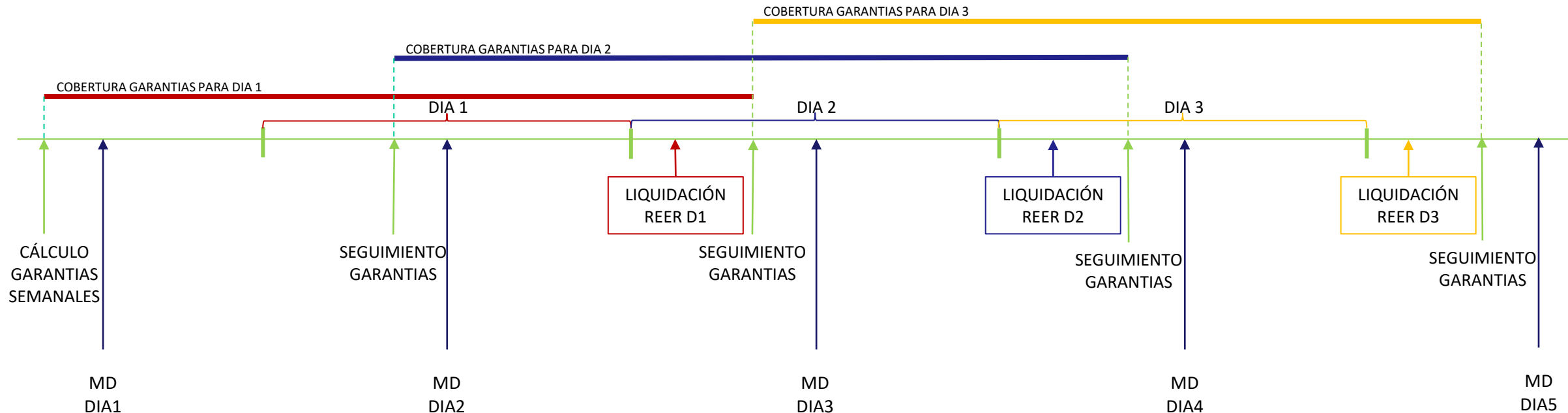
$$\text{Precio de Riesgo del Déficit} = \left(\text{Máximo déficit horario posible} \times \text{Coeficiente de minoración} \right) / \text{Energía de compra horaria mínima posible}$$

$$\text{Máximo déficit horario posible} = \sum_{\text{Subastas}} \left(\text{Potencia adjudicada a cada instalación} \times \text{Resolución horaria} \times \text{Coeficiente de disponibilidad} \times \left(\text{Precio de exención de la subasta} + 0,01 - \text{Precio de adjudicación unidad} \right) \right)$$

- ❑ El **déficit máximo** de un periodo se producirá al concurrir al mercado toda la energía susceptible de ser retribuida a través del REER en el momento del cálculo y siendo el precio del MD inmediatamente superior al precio de exención de cobro.
- ❑ **Coeficiente de disponibilidad** dependiente de la tecnología de la instalación, según se establece en la Disposición transitoria tercera de la Orden TED/1271/2020.
- ❑ Al requerimiento de garantías para la REER se le añadirán los **impuestos aplicables**.

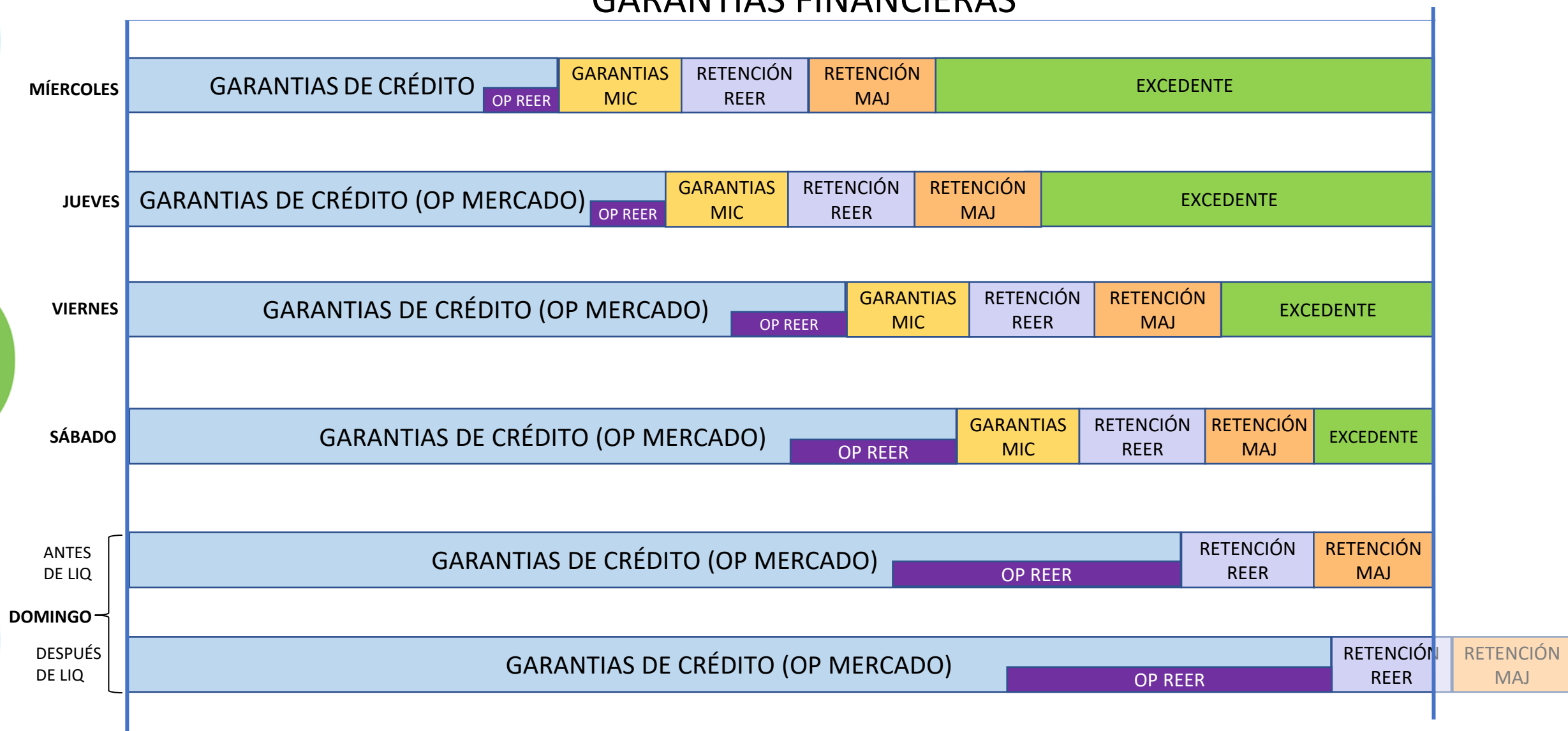
SEGUIMIENTO DE GARANTÍAS

- ❑ Los requerimientos de garantías **se calcularán semanalmente**, el día de pagos, en base al precio de riesgo que se calcula en el mismo momento también.
- ❑ Estos requerimientos cubren los días en los que no se ha realizado la liquidación REER por encontrarse todavía periodos en negociación. Una vez se liquida y factura el día de negociación cerrado incorporando la liquidación REER, las obligaciones de pago derivadas de dichas facturas serán cubiertas mediante garantías de crédito, pasando el requerimiento específico por la REER a cubrir el siguiente día de negociación.
- ❑ El Operador de Mercado realizará un **seguimiento diario de las garantías aportadas**, pudiendo realizar recálculo de requerimientos de agentes que modifiquen sus potencias máximas o ante altas de nuevas unidades de adquisición.



SEGUIMIENTO DE GARANTÍAS

GARANTIAS FINANCIERAS



5.

Penalizaciones por incumplimiento energía subasta del REER

- Penalización por hitos de control intermedios.
- Penalización por cancelación anticipada
- Penalización en la finalización del plazo máximo de entrega
- Tramitación y liquidación de las penalizaciones.

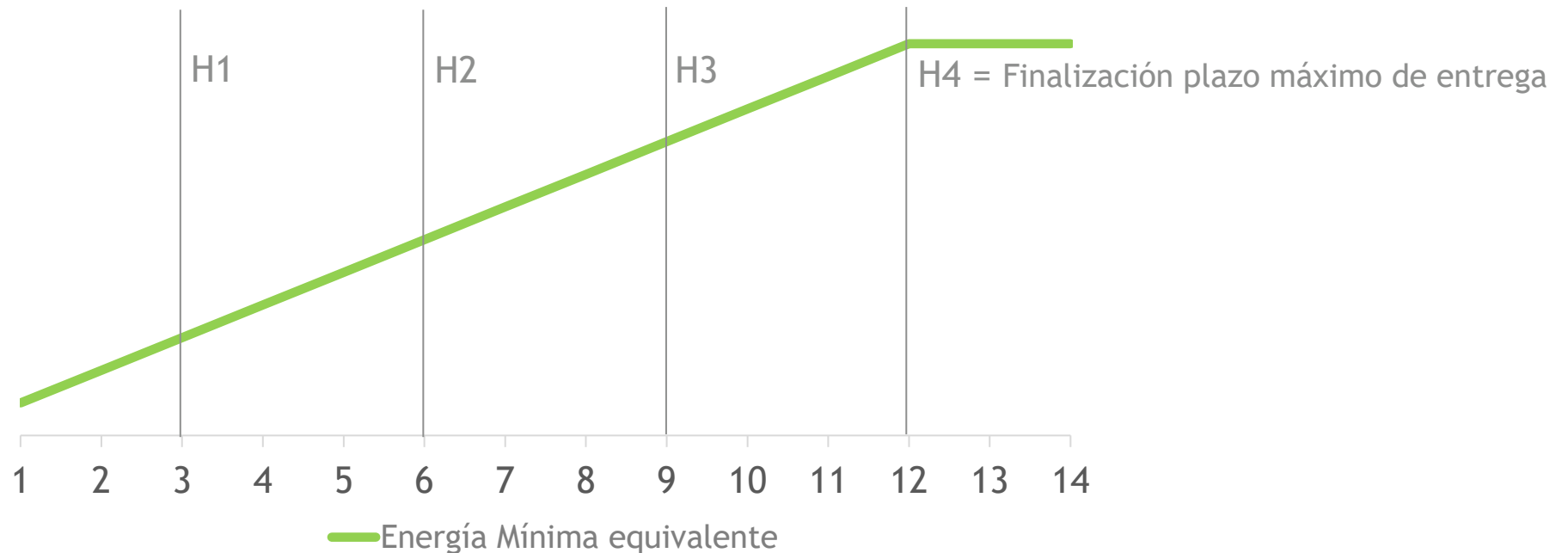


PENALIZACIÓN POR HITOS DE CONTROL INTERMEDIOS

- Se establecen unos hitos de control intermedios cada 3 años, a contar desde el inicio del plazo máximo de entrega, con unas energías mínimas de subasta equivalente para cada periodo:

$$\text{Energía mínima de subasta equivalente} = 3 \times \text{N}^\circ \text{ del hito} \times \text{Factor de flexibilización} \times \left[\text{Energía mínima de subasta} \times \text{Plazo máximo de entrega (años)} \right]$$

- El **factor de flexibilización** toma un valor de 0,8.
- Número del hito** de control intermedio, que tomará el valor de 1, 2, 3, etc.



PENALIZACIÓN POR HITOS DE CONTROL INTERMEDIOS

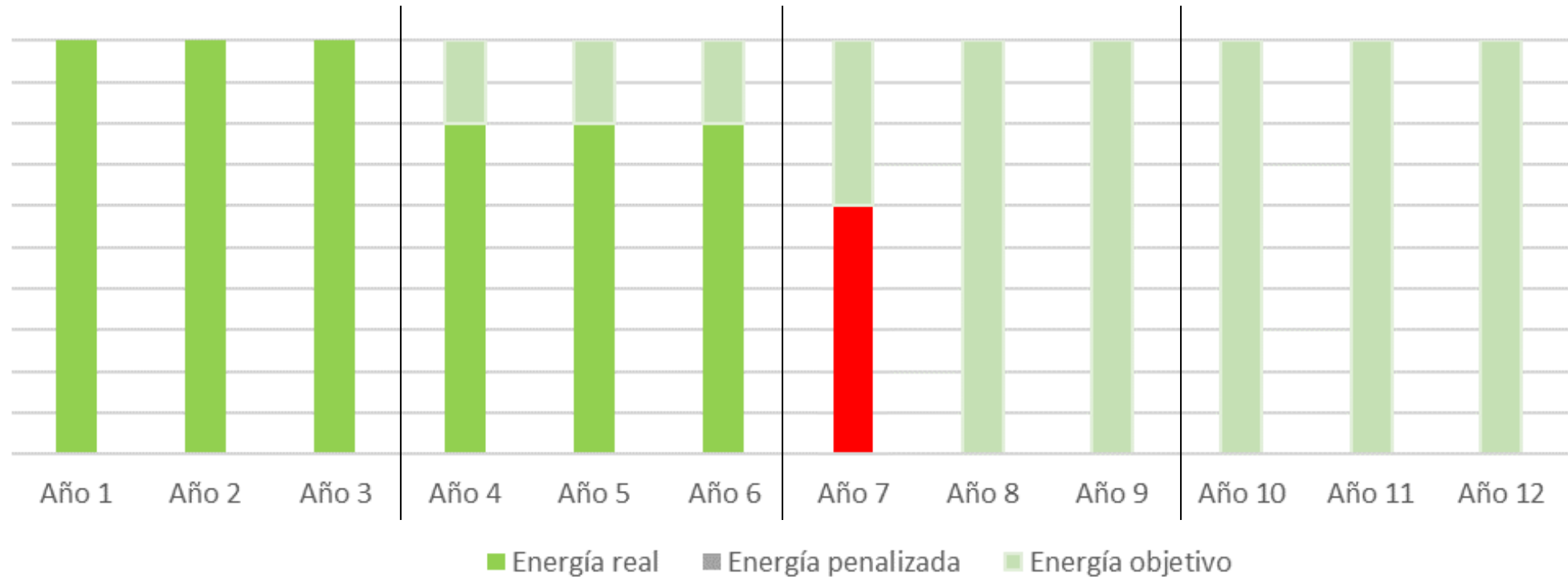
Energía penalizada a partir del hito de control intermedio para cada instalación (UP) adscrita al REER:

$$\text{Energía penalizada hito} = \Delta \text{ Energía mínima de subasta equivalente} - \left(\text{Energía de subasta computada } i + \text{Energía negociada con precio menor a exención de cobro } i \right) - \min \left(\left(\text{Energía de subasta computada } i-1 + \text{Energía negociada con precio menor a exención de cobro } i-1 \right) ; \text{Energía mínima de subasta equivalente } i-1 \right)$$

- ❑ La **penalización** será aplicada por OMIE de forma automática tras superar el hito en cuestión y comunicada a la Dirección General de Política Energética y Minas.
- ❑ La **penalización** aplicable en cada hito de control intermedio consistirá en una obligación de pago de **5 € por MWh negociado** hasta alcanzar la energía penalizada.
- ❑ La obligación de pago no se aplicará a la energía negociada con posterioridad al siguiente hito de control intermedio.

PENALIZACIÓN POR HITOS DE CONTROL INTERMEDIOS

- Simulación de una penalización automática tras el incumplimiento en el 2º hito para cada instalación (UP) adscrita al REER:



CÁLCULO DE LAS PENALIZACIONES POR INCUMPLIMIENTO ENERGÍA MÍNIMA

Energía penalizada en la fecha de cancelación para cada instalación (UP) adscrita al REER:

$$\text{Energía penalizada en la fecha de cancelación} = \left(\text{Energía mínima de subasta} - \text{Energía mínima de subasta equivalente } i-1 \right) - \left(\text{Energía de subasta en la fecha de la cancelación} + \text{Energía negociada con precio menor a exención de cobro en fecha de cancelación} - \min \left(\left(\text{Energía de subasta computada } i-1 + \text{Energía negociada con precio menor a exención de cobro } i-1 \right); \text{Energía mínima de subasta equivalente } i-1 \right) \right)$$

Energía penalizada a la finalización del plazo máximo de entrega para cada instalación (UP) adscrita al REER:

$$\text{Energía penalizada final} = \left(\text{Energía mínima de subasta} - \text{Energía mínima de subasta equivalente último hito} \right) - \left(\text{Energía de subasta en la fecha de finalización} + \text{Energía negociada con precio menor a exención de cobro en fecha de finalización} - \min \left(\left(\text{Energía de subasta computada último hito} + \text{Energía negociada con precio menor a exención de cobro último hito} \right); \text{Energía mínima de subasta equivalente último hito} \right) \right)$$

- ❑ La **penalización** consistirá en una obligación de pago de **5 € por MWh negociado** hasta alcanzar la energía penalizada.
- ❑ La obligación de pago **NO podrá ser superior al 40% del derecho de cobro** de cada liquidación del mercado diario e intradiario.
- ❑ Los importes detraídos por el operador del mercado conforme a lo establecido en los apartados anteriores serán considerados como **ingresos del sistema eléctrico** y serán transferidos al órgano encargado de la liquidación de las actividades reguladas (CNMC).

6.

Información publicada sobre el REER

- Consultas sobre la liquidación del REER
- Consultas sobre el requerimiento de garantías del REER
- Información disponible en el web público

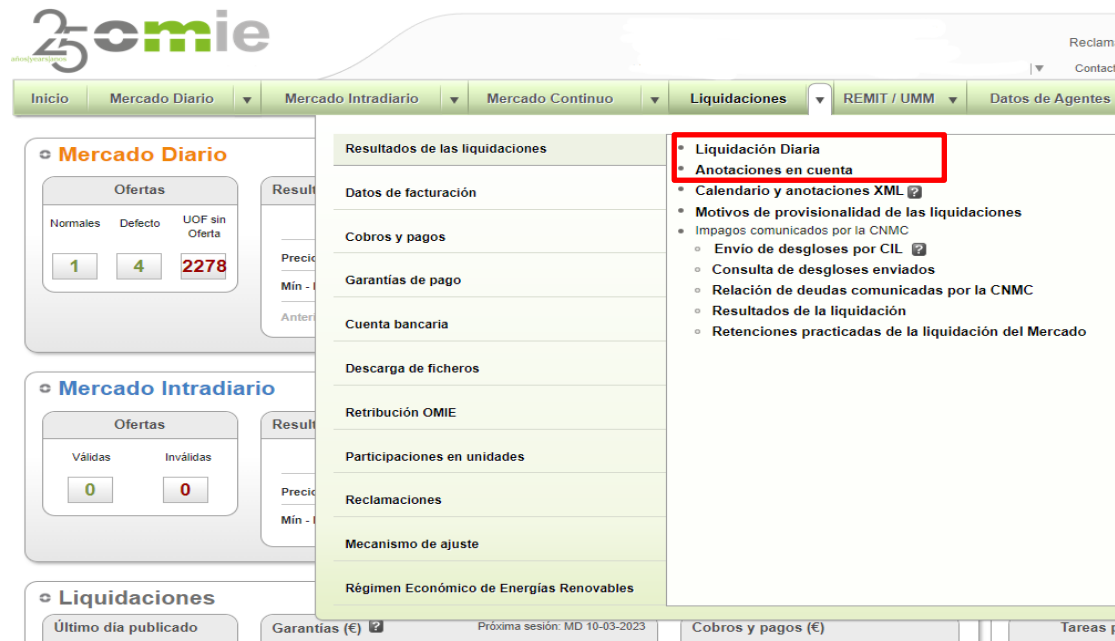


INTEGRACIÓN DE LA LIQUIDACIÓN DEL REER EN LAS LIQUIDACIONES DIARIAS

- ❑ La liquidación del REER se integrará en un nuevo segmento con la siguiente denominación:

S.REER

- ❑ Se publicará diariamente incluyéndose en los actuales ficheros de anotaciones y en las consultas del web de agentes (www.mercado.omie.es) de anotaciones y liquidaciones.



The screenshot shows the OMIE website interface. The navigation menu includes 'Inicio', 'Mercado Diario', 'Mercado Intradiario', 'Mercado Continuo', 'Liquidaciones', 'REMIT / UMM', and 'Datos de Agentes'. The 'Liquidaciones' menu is expanded, showing a list of options: 'Resultados de las liquidaciones', 'Datos de facturación', 'Cobros y pagos', 'Garantías de pago', 'Cuenta bancaria', 'Descarga de ficheros', 'Retribución OMIE', 'Participaciones en unidades', 'Reclamaciones', 'Mecanismo de ajuste', and 'Régimen Económico de Energías Renovables'. A red box highlights the first two items: 'Liquidación Diaria' and 'Anotaciones en cuenta'. The 'Mercado Diario' section shows 'Ofertas' with 'Normales' (1), 'Defecto' (4), and 'UOF sin Oferta' (2278). The 'Mercado Intradiario' section shows 'Ofertas' with 'Válidas' (0) and 'Inválidas' (0). The 'Liquidaciones' section shows 'Último día publicado', 'Garantías (€)', 'Próxima sesión: MD 10-03-2023', 'Cobros y pagos (€)', and 'Tareas p'.

INTEGRACIÓN DE LA LIQUIDACIÓN DEL REER EN LAS LIQUIDACIONES DIARIAS

□ Ejemplos de ficheros de anotaciones xml:

```
<Val>
<Per v="7"/>
<Magnitud v="55.2"/>
<Precio v="1.15"/>
<Importe v="63.48"/>
<Segmento v="S.REER"/>
<Cuenta v="C.REER"/>
<SignoImp v="1"/>
<SignoEne v="0"/>
<CodMagnitud v="EVREER"/>
<CodPrecio v="EPREER"/>
<CodConcepto v="EDCREER"/>
<SesionAnotaciones v="0"/>
</Val>
```

Unidad de producción
adsrita al REER

```
<Val>
<Per v="7"/>
<Magnitud v="25.7"/>
<Precio v="1.46"/>
<Importe v="37.52"/>
<Segmento v="S.REER"/>
<Cuenta v="C.REER"/>
<SignoImp v="-1"/>
<SignoEne v="0"/>
<CodMagnitud v="ECREER"/>
<CodPrecio v="EPREER"/>
<CodConcepto v="EOPREER"/>
<SesionAnotaciones v="0"/>
</Val>
```

Unidad de adquisición

Concepto	Código
Segmento	S.REER
Cuenta	C.REER
SignoImp	1 (DC) / 0 / -1 (OP)
SignoEne	0
CodMagnitud	EVREER / ECREER
CodPrecio	EPREER
CodConcepto	EDCREER / EOPREER

OP: obligaciones de pago
DC: derechos de cobro

CONSULTAS WEB DE AGENTES REQUERIMIENTOS DE GARANTÍAS REER

Mensajes 0 | Reclamaciones MD / MI / MC 0 | Contacto | Información Legal | Ayuda

Inicio Mercado Diario Mercado Intradía Mercado Continuo Liquidaciones REMIT / UMM Datos de Agentes Descargas

Ofertas
Normales Defecto UOF sin Oferta
1 4 2278

Ofertas
Válidas Inválidas
0 0

Resultados de las liquidaciones

- Importe total de excedente/déficit diario
- Cómputo de energía de subasta
- Requerimiento de garantías REER
- Precio de Riesgo del Déficit REER

Datos de facturación

Cobros y pagos

Garantías de pago

Cuenta bancaria

Descarga de ficheros

Retribución OMIE

Participaciones en unidades

Reclamaciones

Mecanismo de ajuste

Régimen Económico de Energías Renovables

Requerimiento de garantías REER

Agente

Consultar

Agente	Importe (Eur)	Cumplimiento	Fecha de cálculo	Fecha de cumplimiento
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Print Save

Precio de Riesgo del Déficit REER

Consultar

Fecha de cálculo	Precio de riesgo (Eur/MWh)	Coefficiente de minoración	Déficit máximo	Energía PHF mínima	Fecha desde	Fecha hasta
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Print Save

Descarga de información:



A través de fichero

Web services

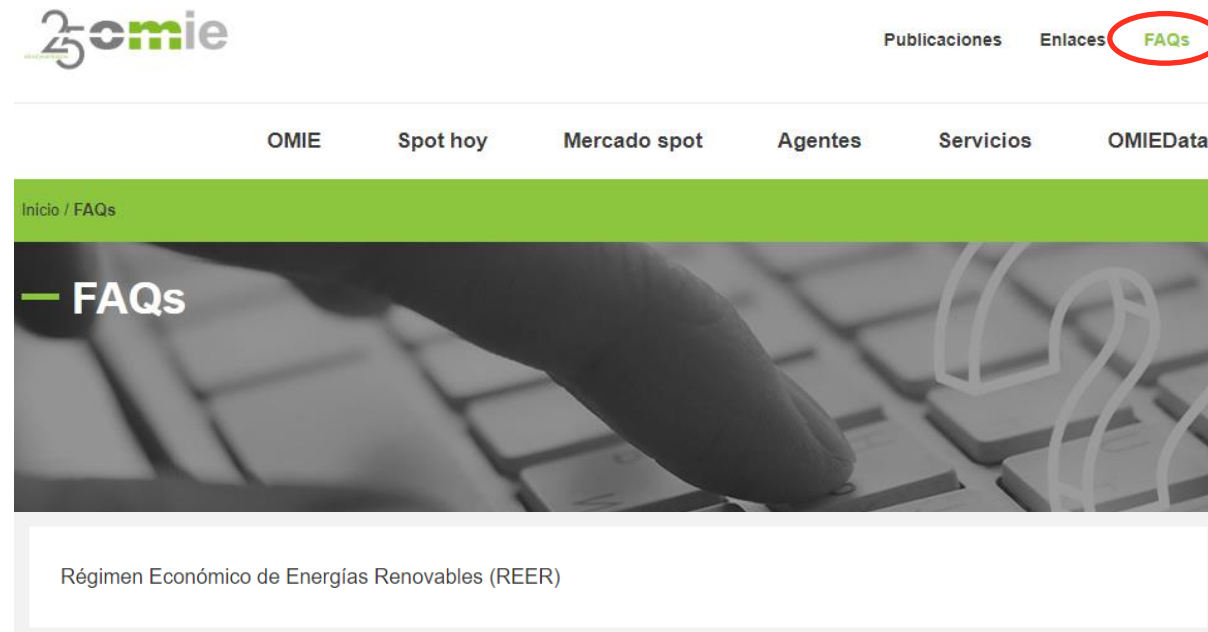


INFORMACIÓN DISPONIBLE EN EL WEB PÚBLICO

Se publicarán en el web público (www.omie.es) nuevas consultas a partir de los resultados de liquidación del REER. En concreto se publicará la información de:

- ❑ Energías, volúmenes económicos y precios de liquidación a instalaciones acogidas al REER.
- ❑ Excedente déficit repercutido a las unidades de adquisición. Precio horario repercutido a las unidades de adquisición por el REER.

Adicionalmente, tendrán disponibles unas FAQs para dar respuesta a las consultas más frecuentes:



7.

Intereses en las cuentas del operador del mercado

- Fundamento y aplicación
- Información disponible en la plataforma de mercado



INTERESES EN LAS CUENTAS DEL OPERADOR DEL MERCADO

- ❑ Como consecuencia del cambio de tipos aplicados a las cuentas del operador del mercado, comunicado por la entidad bancaria, el Operador del Mercado aprobó la instrucción 5/2022 sobre el “Reparto de los intereses generados por los saldos acreedores en las cuentas del operador del mercado a los agentes con saldos en efectivo.”, en el que se establecía el marco para un reparto entre los agentes de los intereses devengados en las cuentas.
- ❑ Se informó a los agentes en diciembre de 2022 sobre el cambio de tipos y la publicación de la instrucción, poniéndose igualmente una nota informativa a disposición en el web de agentes con el detalle del proceso de reparto.
- ❑ Las Reglas del mercado aprobadas el pasado 3 de marzo, recogen, en las Reglas 56.7 y 57.6.1, lo dispuesto en la Instrucción 5/2022 en cuanto al destino que debe darse a los intereses devengados en las cuentas del Operador del Mercado.

INTERESES EN LAS CUENTAS DEL OPERADOR DEL MERCADO

- ❑ El tipo de interés aplicado por el Operador del Mercado con efecto desde el 1 de octubre de 2022, se establece para todos los días de un mes en un valor que no será inferior al Euribor a 1 mes publicado para el último día de dicho mes, menos 30 puntos básicos.
- ❑ El reparto se realizará entre aquellos agentes que hayan aportado depósitos en efectivo en concepto de garantías, pagos anticipados, depósito para pagos o pagos de la nota agregada entre el día de pagos y el día de cobros siendo realizado el reparto en proporción a dichos depósitos.
- ❑ La consulta vinculante V0719-09, emitida por la Dirección General de Tributos del Ministerio de Hacienda recoge que “los ingresos así como las retenciones correspondientes se imputarán a los agentes, y por ello, se devengarán, a medida en que los mismos se devenguen en la cuenta correspondiente”. Por tanto, el importe total de la retención aplicada por la entidad sobre importe bruto de intereses devengado, será objeto de reparto entre los agentes, igualmente en base a los saldos acreedores mantenidos en las cuentas del mercado.
- ❑ La comisión de gestión del Operador del Mercado por la realización del proceso de reparto, será abonada por los agentes mediante su inclusión en la nota de abono de intereses, siendo asignada su cuantía a cada agente en base a los saldos acreedores mantenidos en las cuentas del mercado.

INTERESES EN LAS CUENTAS DEL OPERADOR DEL MERCADO

- ❑ El periodo de reparto de los intereses a los agentes será trimestral, incluyendo los intereses devengados por todos los días de un trimestre natural.
- ❑ El Operador del Mercado facturará la comisión de gestión a cada agente por cada reparto realizado, emitiendo la correspondiente factura. Esta operación está exenta de IVA según la consulta vinculante V1936-08, emitida por la Dirección General de Tributos del Ministerio de Hacienda.
- ❑ El abono de intereses quedará documentado mediante una nota de abono, en la que constarán tanto el bruto de intereses asignado en el reparto, como la retención tributaria y la comisión de gestión asignadas igualmente en el proceso de reparto.
- ❑ Anualmente, y una vez completado el reparto de todos los intereses de un año, se remitirá a los agentes una carta resumen informativa con el montante total que le ha correspondido cada sociedad, tanto del importe bruto como de la retención practicada para el año anterior.

INTERESES EN LAS CUENTAS DEL OPERADOR DEL MERCADO



PROVEEDOR	DESTINATARIO
Nombre: OMI - POLO ESPAÑOL S.A. (OMIE)	Nombre:
Dirección: C/ NOMBRE DE LA CALLE, 5	Dirección: C/ NOMBRE DE LA CALLE, 5
Localidad: MADRID	Localidad: MADRID
Provincia: 28000 MADRID	Provincia: 28000 MADRID
Nif: A86025558	Nif:

Periodo de facturación	Serie	Nº Factura	Vencimiento	Cód. Cliente	Hoja
Reparto intereses T4 de 2022	V-FAC8+	08FAV019127	08/03/2023	4308001753	1/1

FORMA DE PAGO : PAGADA

Concepto	Descripción	Cantidad	Base	Importe
CGESOMNAC	Comisión de gestión de intereses en la cuenta bancaria del mercado (01/10/2022 al 31/12/2022).	1,0		120,91
EUR	Total euros			120,91

M-5016799, CIF: A86025558

Según las Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradía de Producción de Energía Eléctrica (Regla 55.7)
Operación sujeta y exenta de IVA de acuerdo con la consulta V1936-08 de la Dirección General de Tributos

NOTA DE ABONO		Nº	_2023_T01
Nombre:			
	28000 MADRID MADRID		
CIF:	B84070036		
Fecha de Abono:	03/03/2023 0:00:00		
Forma de pago:	TRANSFERENCIA		
Cuenta bancaria del Agente:			
Periodo:	Reparto intereses T1 de 2023		

CONCEPTO	IMPORTE (€)
INTERESES BRUTOS GENERADOS EN LA CUENTA DEL OPERADOR DE MERCADO (1)	1,88
RETENCIONES INTERESES (2)	-0,36
INTERESES NETOS (3)	1,52
FACTURA COMISIONES DE GESTIÓN DE OMIE V-FAC8+19515	-0,15
TOTAL ABONO	1,37

(1) Importe bruto de los intereses generados en la cuenta del operador del mercado que corresponde al agente tras el reparto

(2) Importe de las retenciones practicadas en la cuenta del operador del mercado que corresponde al agente tras el reparto.

(3) Importe neto de los intereses generados en la cuenta del operador del mercado ((1)-(2)).

(4) Comisión de Gestión de OMIE que corresponde al agente de acuerdo a la Regla 49.7 de las Reglas de Funcionamiento del Mercado Diario e Intradía de Producción de Energía Eléctrica de 2 de agosto de 2012.

09/03/2023

Concepto	Países de aplicación
CGESOMNAC	España
CGESOMUE	Países UE
CGESOMNUE	Países fuera UE y Canarias

INTERESES EN LAS CUENTAS DEL OPERADOR DEL MERCADO

do Intradía ▾ Mercado Continuo ▾ Liquidaciones ▾ REMIT / UMM ▾ Datos de Agentes ▾ De

Resultados de las liquidaciones

- Datos cuenta bancaria
- Estado de cuentas
- Comisiones bancarias
 - Resumen de comisiones de periodos de liquidación previos
 - Saldo medio de efectivo e intereses retenidos
- Reparto de intereses bancarios
 - Detalle del reparto de intereses
 - Facturas y documentos relativos a intereses

Datos de facturación

Cobros y pagos

Garantías de pago

Cuenta bancaria

Descarga de ficheros

Retribución OMIE

Participaciones en unidades

Reclamaciones

Mecanismo de ajuste

Régimen Económico de Energías Renovables

Detalle del reparto de intereses

Agente

Fecha Inicio 07/03/2023

Fecha Fin 08/03/2023

[Consultar](#)

	Periodo de liquidación	Interés bruto total (EUR)	Retención total (EUR)	Importe bruto repercutido al agente (EUR)	Retención repercutida al agente (EUR)	Importe neto repercutido al agente (EUR)	Comisión de gestión repercutida al agente (EUR)	Fecha de pago
1	B_2022_T04	1,834,013.58	348,462.59	604.66	114.89	410.24	79.53	08/03/2023

Facturas y documentos relativos a intereses

Agente

[Consultar](#)

	Bloque	Versión de facturación	Fecha de factura	Comentario	Fecha de publicación
+	B_2022_T04	1	08/03/2023	Reparto intereses T4 de 2022	09/03/2023

[Descarga documentos](#)

DESCARGA FACTURA Y NOTA DE ABONO

INTERESES EN LAS CUENTAS DEL OPERADOR DEL MERCADO



- Documentación básica**
 - Operación de los Mercados
 - Modelo de datos y publicación de información
 - Manuales de usuario
 - Liquidaciones**
- Acceso automático plataformas**
 - Servicios Web**
 - Introducción
 - Documentación
 - Descargas
 - AMQP para el MC**
 - Introducción
 - Documentación
 - Descargas
 - Monitorización y Control de accesos**
 - Documentación
- Novedades**
 - Últimos cambios
 - Mecanismo de Ajuste

Liquidaciones

Información, documentación y preguntas más frecuentes (FAQ)

Liquidación

- FAQ sobre liquidaciones de las operaciones en el mercado

Facturación

- FAQ sobre facturación
- Ejemplos cambios en fichero XML de facturas electrónicas - Febrero 2021
- Conceptos para la facturación

Cobros y pagos

- FAQ sobre cobros y pagos
- Calendario de festivos
- Solicitud pago anticipado

Garantías de pago

- FAQ sobre garantías de pago
- Simulador de garantías
- Modelos de garantías
- Presentación Webinar Garantías Electrónicas 01/12/2020

Intereses en cuentas del Mercado

- Tipo de interés saldos acreedores

Retribución de OMIE

- FAQ sobre retribución de OMIE

Reporte REMIT

- Servicio de reporte REMIT
- Documentos de referencia REMIT

Presentación Agentes

- Presentación Webinar Garantías Electrónicas 01/12/2020
- Webinar Agentes Nuevas Reglas REER y CAM (2022/07/08) [Presentación] [Vídeo]

8.

TURNO DE PREGUNTAS



9.

EVOLUCIÓN DEL COMITÉ DE AGENTES DEL MERCADO



ANTECEDENTES

2021 Marzo

Estudio regulatorio (*Circular 3/2019 de la CNMC / Directiva 2019/944 del Parlamento Europeo*)

Comparativa de Comités “análogos”

Puesta en común y solicitud de aportaciones

Análisis aportaciones recibidas

Discusión sobre modelo

Propuesta de cambio de Reglas

2022 Mayo

Consulta a los agentes del mercado

2022 Julio

Propuesta a los reguladores de la modificación de las Reglas

Trámite de audiencia pública del regulador

Aprobación de Reglas de la subasta

Antes de 03/06/2023

Puesta en funcionamiento del nuevo CAM

CAM

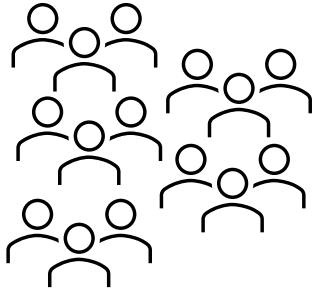
omie

CNMC
ERSE

omie

INFORMAR, CONSULTAR Y RECOGER LOS PUNTOS DE VISTA DE TODOS LOS INTERESADOS DE FORMA TRANSPARENTE Y NO DISCRIMINATORIA

NUEVO CAM



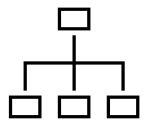
Cualquier agente del mercado que lo solicite puede ser miembro del CAM

Abierto a todas las asociaciones que lo soliciten y que representen 3 o más agentes y con actividad vinculada a la Ley 24/2013

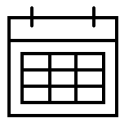
Dos representantes de «OMI-POLO ESPAÑOL, S.A. (OMIE)»

Un representante de cada uno de organismos encargados de la regulación de la energía en el mercado ibérico, sin derecho a voto

Un representante de cada uno de los Operadores del Sistema, español y portugués, sin derecho a voto



- Presidente.** Elegido por sorteo entre las asociaciones miembros del Comité. Presidencia ejercida durante 6 meses.
- Secretario.** Función desempeñada por OMIE



- Reuniones bimestrales**
- Preferiblemente telemáticas**

NUEVOS PROCEDIMIENTOS

- ❑ Implementar las aplicaciones necesarias de registro, acceso y publicación de información del CAM

- ❑ Diseñar e implementar una nueva estructura de publicación de la información de las reuniones del CAM

- ❑ Reuniones de probablemente cientos de miembros

- ❑ Acceso desde el web público a un nuevo apartado con acceso a través de credenciales adhoc.
- ❑ Proceso electrónico. Alta, modificación, baja...
- ❑ Todos aquellos que deseen ser miembros y cumplan los requerimientos establecidos en las reglas, deberán solicitar su participación
- ❑ Aporte de información en el caso de las asociaciones
- ❑ ...

- ❑ Acceso desde el web público a un nuevo apartado con acceso a través de credenciales adhoc
- ❑ Presentaciones accesibles en el nuevo área

- ❑ Preferiblemente telemáticas.
- ❑ Únicamente invitación al miembro titular, o en caso de no poder asistir al miembro suplente.
- ❑ Previo a la reunión deberán indicar su asistencia
- ❑

PUESTA EN MARCHA : CAM MAYO 2023

NUEVO CAM



(*) Las fechas indicadas son provisionales. Tan pronto estén fijadas serán comunicadas

10.

TURNO DE PREGUNTAS





25 años
years
anos

MUCHAS GRACIAS

