

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA POR LA QUE SE APRUEBAN DETERMINADOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN, PARA SU ADAPTACIÓN A MEJORAS EN RELACIÓN CON LAS GARANTÍAS EXIGIDAS A LOS SUJETOS PARTICIPANTES EN EL MERCADO, Y A MEJORAS EN LA GESTIÓN TÉCNICA DE LAS MEDIDAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

(INF/DE/044/22)

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D.^a Pilar Sánchez Núñez

Secretaria

D.^a. María Angeles Rodríguez Paraja

En Madrid, a 16 de junio de 2022

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre la «*Propuesta de resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se aprueban determinados procedimientos de operación, para su adaptación a mejoras en relación con las garantías exigidas a los sujetos participantes en el mercado, y a mejoras en la gestión técnica de las medidas del sistema eléctrico*» (en adelante, la `propuesta`), la Sala de Supervisión Regulatoria (SSR), en el ejercicio de la función consultiva en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación del artículo 5.2 a), 5.3 y 7 y de la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe:

I. ANTECEDENTES

1. El 21 de marzo de 2022 tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) adjuntando para informe la propuesta, acompañada de la memoria de análisis de impacto normativo (MAIN) y los procedimientos de operación objeto de modificación. Posteriormente se añadieron dos análisis coste-beneficio (en adelante CBA) a los documentos anteriores.
2. La propuesta aprueba modificaciones en una serie de procedimientos de operación (P.O.) (P.O. 10.4, P.O. 10.5, P.O. 10.6 y P.O. 10.11)¹ con dos fines: en primer lugar adaptarlos para implementar de manera efectiva el nuevo marco de gestión de garantías definido en los P.O. 14.1, P.O. 14.3 y P.O. 14.4.² (incluyendo la nueva garantía mínima dinámica) y en segundo lugar para introducir determinadas mejoras en la gestión técnica de las medidas del sistema eléctrico (reducciones de plazos de envío de medidas eléctricas y eliminación de algunas agregaciones).

Primero. Modificaciones para dotar de operatividad al nuevo marco de gestión de garantías (garantía mínima dinámica)

3. De acuerdo con lo establecido en el artículo 46 ('Obligaciones y derechos de las empresas comercializadoras en relación al suministro') de la Ley 24/2013³ *“serán obligaciones de las empresas comercializadoras [...] prestar las garantías que reglamentariamente se establezcan”*.

¹ P.O. 10.4 Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones.

P.O. 10.5 Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas.

P.O. 10.6 Agregaciones de puntos de medida.

P.O. 10.11. Tratamiento e intercambio de información entre operador del sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de participantes.

² P.O. 14.1 Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.

P.O. 14.3 Garantías de pago.

P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

³ Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

4. Adicionalmente el artículo 73.3 ('Requisitos necesarios para realizar la actividad de comercialización') del Real Decreto 1955/2000⁴ establece implícitamente que estas garantías podrán ser definidas en los P.O. al disponer que *“para acreditar la capacidad económica, las empresas que quieran ejercer la actividad de comercialización deberán presentar ante el Operador del Sistema y ante el Operador de Mercado las garantías que resulten exigibles para la adquisición de energía en el mercado de producción de electricidad en los Procedimientos de Operación Técnica y en las correspondientes Reglas de Funcionamiento y Liquidación del Mercado respectivamente”*.
5. Por otra parte las comercializadoras son sujetos de liquidación responsables del balance (en adelante BRP, del inglés *balance responsible parties*), de acuerdo con la Resolución de 11 de diciembre de 2019 de la CNMC⁵ que establece en su artículo 16 ('Definición de la responsabilidad del balance para cada conexión') que *“cada comercializador será, por defecto, el BRP de la energía entrante en los puntos frontera de los consumidores con los que tiene contrato de suministro y de la energía saliente de sus consumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada de autoconsumo”*.
6. Respecto a las obligaciones derivadas de su condición de BRP, el P.O. 14.1 "Condiciones generales del proceso de liquidación" establece que los BRP serán responsables financieros del coste de los servicios de ajuste y de los pagos por capacidad que se liquidan por la energía medida en sus consumidores, conforme a lo establecido en el P.O.14.4 'Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema'.
7. Así mismo como BRP el artículo 18 de la Resolución de 11 de diciembre de la CNMC establece que *“todos los BRP serán responsables financieros de sus desvíos cuya liquidación es responsabilidad del Operador del Sistema eléctrico español”* y el artículo 17 ('requisitos para convertirse en BRP') establece que los BRP deben *“acreditar la capacidad económica, en particular, depositar las garantías de pago establecidas en el procedimiento de operación. 14.3.”*
8. Sin embargo, las garantías establecidas en el Procedimiento de Operación P.O. 14.3 "Garantías de pago" no resultaban suficientes ni adecuadas para cubrir el

⁴ Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

⁵ Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español.

riesgo de impago derivado de la responsabilidad financiera de los comercializadores, porque las garantías existentes acreditaban la capacidad económica de un comercializador de acuerdo con desvíos históricos, lo que daba lugar a que, ante cambios significativos en su cartera de clientes, el importe de las garantías no se adecuase hasta entre uno y cuatro meses después de ocurrido el cambio. Por lo tanto, podrían darse situaciones en las que aumentos significativos en el número de CUPS⁶ asignados a un comercializador no llevasen aparejado un aumento proporcional de las garantías (en el corto plazo) y por lo tanto aumentase el riesgo de impago, dado que como ya se ha comentado el BRP es el responsable financiero de sus desvíos, coste de servicios de ajuste y pagos por capacidad.

9. Teniendo en cuenta lo anterior, mediante Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la CNMC⁷, se solicitó al Operador del Sistema que revisase el nivel de garantías exigido a los sujetos participantes en el mercado, al objeto de buscar un adecuado equilibrio entre la libertad de entrada en el mercado y la necesidad de que los sujetos respondieran a la responsabilidad por su participación en dicho mercado.
10. Como resultado final de ese proceso se definió una garantía mínima dinámica proporcional al consumo de energía de los consumidores del BRP y a su comportamiento observado de desvíos, que se calculaba a partir de los consumos esperados en los puntos de suministro, sin incluir pérdidas y aplicando un coeficiente de minoración. Se estableció un cálculo diario y la realización de una validación ex post a los siete días.
11. La implementación de esta garantía mínima dinámica se realizó a través de la modificación de los P.O. 14.1, 14.3 y 14.4⁸ aprobada por Resolución de 30 de noviembre de 2021⁹, de la CNMC; sin embargo, de acuerdo con lo establecido en su apartado segundo, las modificaciones aprobadas en estos P.O. no entrarían

⁶ Código Universal de Punto de Suministro.

⁷ Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las condiciones relativas al balance aprobadas por Resolución de 11 de diciembre de 2019.

⁸ P.O. 14.1: Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema.

P.O. 14.3 Garantías de pago.

P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

⁹ Resolución de 30 de noviembre de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifican los procedimientos de operación 14.1, 14.3 y 14.4 para incorporar una garantía mínima dinámica que acredite la capacidad económica de sujetos responsables de balance para la liquidación de sus consumidores.

plenamente en vigor y serían operativas hasta que se produjese la modificación del P.O. 10.5, objeto de la propuesta recibida.

Segundo. Mejora de gestión técnica de medidas del sistema

12. Dentro de la propuesta recibida se incluyen diversas mejoras en la gestión técnica de medidas que fueron originalmente incluidas en los borradores de modificación de los P.O. elaborados para la implementación de las condiciones de balance, si bien finalmente no fueron aprobadas:
 - Adelanto a D+1 del plazo de envío de las medidas de puntos frontera tipo 3, 4 y 5 de instalaciones de generación (frente al M+1 actual).
 - Adelanto a D+1 del plazo de envío de las medidas de puntos frontera tipo 3 de consumidores con lectura remota de contadores (frente al M+3 actual).
 - Adelanto a M+2 del plazo de envío de las medidas de puntos frontera tipo 3 de consumidores sin lectura remota de contadores (frente al M+3 actual).
 - Eliminación de agregaciones e individualizaciones de la medida horaria de puntos frontera tipo 3 de consumidores.
13. El informe elaborado en su momento por la CNMC a una propuesta análoga precedente (INF/DE/102/20¹⁰) se indicó que, aunque el acortamiento gradual de los tiempos manejados en el procedimiento de lectura y publicación de medidas debía ser un objetivo compartido, el informe justificativo de aquella propuesta no soportaba estas mejoras técnicas mediante un análisis coste-beneficio que estimase, de forma aproximada, los costes de adaptación de los sistemas necesarios para cumplir con dichos plazos más reducidos, y los comparase con los beneficios que se derivarían de esos cambios, para determinar si resultarían en un beneficio neto para los consumidores finales y el Sistema en su conjunto.
14. Estas mejoras en la gestión técnica de medidas finalmente no fueron incluidas dentro de las modificaciones aprobadas en la resolución de 29 de diciembre de 2020 de la Secretaría de Estado de Energía¹¹ y, en su lugar, la SEE dio mandato al Operador del Sistema para realizar unos análisis coste-beneficio con la valoración del impacto que estas mejoras de la gestión técnicas de medidas supondrían para el sistema y para los consumidores, con el objetivo de someter a información pública

¹⁰ INF/DE/102/20: Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación a las condiciones relativas al balance y para la mejor gestión técnica de las medidas en el sistema eléctrico.

¹¹ Resolución de 29 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación a las condiciones relativas al balance.

en el corto plazo una nueva versión de estos P.O. Siguiendo este mandato, el Operador del Sistema realizó dos análisis coste beneficio; la propuesta incluye la versión de los P.O. resultante de este proceso.

Tercero. Consejo Consultivo

15. Teniendo en consideración lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la propuesta se envió el 25 de marzo de 2022 a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de veinte días hábiles a contar desde el día siguiente hábil a la recepción de la documentación, esto es, hasta el de 26 de abril de 2022. Una síntesis de las respuestas recibidas se adjunta como anexo II a este informe.

II. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

16. El proyecto consta de una propuesta y su correspondiente MAIN. A su vez, la mencionada propuesta contiene un preámbulo y 4 apartados.
17. El apartado Primero aprueba los nuevos P.O. 10.4, 10.5, 10.6 y 10.11, y el apartado Segundo establece que la resolución surtirá efectos a los cuatro meses desde su publicación en el BOE. A este respecto, el apartado Tercero establece que desde la fecha en que sean de aplicación los P.O. aprobados por la propuesta, quedarán sin efectos cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongán a lo establecido en la resolución, y en particular las versiones vigentes de los PO 10.4¹², 10.5, 10.6 y 10.11. Finalmente, el apartado Cuarto establece que la resolución será objeto de publicación en el BOE.
18. A continuación, se describen brevemente las modificaciones más relevantes que se introducen en los P.O. objeto de aprobación:
19. Respecto a la implementación del nuevo marco de gestión de garantías:
 - Se actualiza a diario el intercambio de información estructural de los CUPS asignados a cada comercializadora, necesario para el cálculo de la garantía mínima dinámica.
 - Se establece que el concentrador central publicará diariamente al sistema de liquidaciones y a los participantes en la medida la energía total consumida

¹² Los PO 10.4, 10.5, 10.6 y 10.11 actualmente vigentes fueron aprobados mediante la Resolución de 29 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación a las condiciones relativas al balance. (BOE 5 de enero de 2021).

por unidad de programación en el mes M del año A-1 de los puntos frontera de clientes que tiene asignada en el mes M del año A, de modo que el sistema de liquidaciones disponga de la energía asignada para calcular la garantía a solicitar.

- Se adelanta la publicación del cierre de datos de medidas de M+3 a M+2, que pasará a denominarse cierre intermedio, lo que permitirá el adelanto de la liquidación intermedia provisional. Como resultado de esta reducción de plazo se reducirá la deuda con riesgo de impago y el volumen de garantías exigidas.

20. Respecto a las mejoras de gestión técnica de medidas del sistema, estas consistirían en:

- Adelanto a D+1 del plazo de envío de las medidas de puntos frontera tipo 3, 4 y 5¹³ de instalaciones de generación (frente al M+1 actual).
- Adelanto a D+1 del plazo de envío de las medidas de puntos frontera tipo 3¹⁴ de consumidores con lectura remota de contadores (frente al M+3 actual).
- Adelanto a M+2 del plazo de envío de las medidas de puntos frontera tipo 3 de consumidores sin lectura remota de contadores (frente al M+3 actual).
- Eliminación de agregaciones e individualizaciones de la medida horaria de puntos frontera tipo 3 de consumidores.

III. CONSIDERACIONES

Primero. Sobre la efectividad de la propuesta para limitar la incorporación de suministros por parte de comercializadoras que no posean la capacidad económica suficiente

21. En el preámbulo de la propuesta se indica que en su primera versión la modificación original del P.O. 10.5 elaborada por el Operador del Sistema incluía también la modificación de los intercambios de información al objeto de que el Operador del Sistema informase a los distribuidores de cuáles serían los comercializadores (que no fueran de referencia) para los que no se debía tramitar el alta de nuevos suministros por no disponer de capacidad económica suficiente. Todo ello con el fin de que no siguieran captando clientes y agravando el problema que finalmente

¹³ Es decir, todos los puntos de medida situados en las fronteras de generación cuya potencia aparente nominal sea igual o menor a 450 kVA.

¹⁴ Puntos situados en las fronteras de cliente cuya potencia contratada en cualquier periodo sea mayor que 50 kW y menor o igual a 450 kW.

pudieran llegar a generar en el caso de que no respondiesen por los compromisos adquiridos.

22. Sin embargo, la versión final del P.O. 10.5 incluida con la propuesta, no recoge esa comunicación de información dado que, según lo expuesto en el preámbulo de la propuesta, el MITERD considera que sería una materia que requeriría de una disposición de mayor rango normativo para su aprobación.
23. Hay que aclarar que la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la CNMC, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema, contempla, en su artículo 19.11, que la CNMC pueda, mediante resolución, establecer las consecuencias aplicables en caso de incumplimiento de las obligaciones exigibles a un sujeto de liquidación responsable de balance¹⁵, según se prevé en el artículo 18.6.i) del Reglamento (UE) 2017/2195. A este respecto, por resolución de 16 de diciembre de 2021 (que aprueba el procedimiento de operación 14.3, sobre garantías de pago), la CNMC ha previsto una suspensión provisional de tipo parcial de la condición de Sujeto de Liquidación, Sujeto del Mercado y de los Despachos a los efectos de incorporar nuevos suministros de cuyos desvíos se haga responsable el sujeto de que se trata, en los casos en que no se acredite el depósito de una garantía mínima de capacidad económica.
24. La eficacia de dicha previsión, sin embargo, queda condicionada (por virtud del apartado tercero de la resolución de 16 de diciembre de 2021) a la aprobación por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de los intercambios de información *operador del sistema – distribuidores* que son necesarios para poder llevar a efecto las consecuencias de la suspensión parcial establecida por la CNMC.
25. Ahora bien, como se ha anticipado, el preámbulo de la propuesta de resolución de aprobación del P.O. 10.5 indica que *“Respecto a la propuesta relativa a modificar los intercambios de información para informar a los distribuidores de los comercializadores que no sean de referencia para los que no se debe tramitar el alta de nuevos suministros por no disponer de capacidad económica suficiente, se*

¹⁵ *“La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá establecer mediante resolución las consecuencias en caso de incumplimiento de las condiciones aplicables a un sujeto de liquidación responsable de balance, según se prevé en el artículo 18.6.i) del Reglamento (UE) 2017/2195. Entre dichas consecuencias, se contemplará la suspensión temporal del sujeto como participante del mercado, que podrá acordar la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia como medida provisional, en el marco de los procedimientos sancionadores que tramite a partir de la denuncia que reciba de los Operadores del Sistema y del Mercado, o cuando tenga conocimiento de los hechos por otras vías.”*

considera que no puede incorporarse en el P.O. 10.5, al tratarse de una materia que requeriría de una disposición de mayor rango normativo para su aprobación”.

26. A juicio de esta Comisión, establecido ya por la CNMC en el marco de sus competencias (en el marco de las competencias que le atribuyen el Reglamento (UE) 2017/2195 y el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero) las consecuencias de los impagos de los sujetos de liquidación responsables del balance, así como la articulación -a este respecto- de una remisión de información entre el operador del sistema y las empresas distribuidoras, podría ser abordada a través de los procedimientos de operación que suelen recoger este tipo de obligaciones, dado que, además, la medida para la que este intercambio de información es instrumental ya ha sido establecida por la CNMC.
27. Aunque compete a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico la aprobación de este procedimiento de operación 10.5, se ha de destacar que, en tanto no se contemple la remisión de información entre el operador del sistema y los distribuidores a la que se está haciendo referencia, se implementarían los intercambios de información para poder habilitar el cálculo de la garantía mínima dinámica (prevista en el procedimiento de operación 14.3), pero no las modificaciones necesarias para evitar que las comercializadoras que no hayan depositado las garantías requeridas puedan seguir captando suministros. Urge, por tanto, la regulación de ese intercambio de información, dadas las consecuencias que se obligarían a soportar a los sujetos acreedores en los supuestos de captación de nuevos suministros (cuando no se dispondría siquiera de esa garantía mínima para actuar con respecto a los suministros ya existentes), cuestión de especial relevancia, además, en el escenario actual de precios del mercado mayorista de electricidad. Por ello, se recomienda que las modificaciones normativas pendientes se propongan a la brevedad, para dotar de plena operatividad las medidas aprobadas en materia de garantías mínimas exigibles.

Segundo. Sobre los plazos para la implementación

28. La propuesta establece que la resolución surtirá efectos a los cuatro meses desde su publicación en el Boletín Oficial del Estado. La propuesta introduce medidas necesarias para la implementación práctica de determinadas mejoras de gestión técnica de medidas del sistema eléctrico. Tanto el Operador del Sistema como las diversas compañías distribuidoras y las asociaciones que las representan sugieren la ampliación del plazo concedido para la implementación de las medidas necesarias, argumentando que requieren adaptaciones en profundidad de los sistemas de gestión de las medidas.

29. Por otra parte, estas adaptaciones afectan a un número significativo de sujetos productores y consumidores (más de 60.000 instalaciones), por lo que una precipitada implantación de la propuesta podría suponer un fuerte impacto económico si de su implantación resultaran temporalmente medidas incorrectas.
30. Por todo lo anterior se sugiere un plazo más amplio para la realización de los cambios, superior a los 4 meses indicados en la propuesta.

Tercero. Sobre el contenido de los CBA

31. El Operador del Sistema realizó dos CBA en los que analizó, para cada una de las mejoras técnicas propuestas, los beneficios existentes, los costes a que darían lugar y el beneficio neto resultante. Estas estimaciones las realizó desglosando los sujetos afectados en productores y representantes, comercializadoras, consumidores directos en el mercado, distribuidoras, Operador del Sistema y el propio Sistema en su conjunto.
32. En el primer CBA, de fecha 5 de mayo de 2021, el Operador del Sistema analizó el adelanto a D+1 del plazo de envío de medidas de puntos frontera tipo 3, 4 y 5 de instalaciones de generación, el adelanto a D+1 del plazo de envío de medidas de puntos tipo 3 de clientes con lectura remota, el adelanto al cuarto día hábil de M+1 del plazo de envío de medidas de puntos frontera de clientes tipo 3 sin lectura remota, la eliminación de las agregaciones y la individualización de la medida horaria de puntos frontera de consumidores tipo 3 y la publicación de la medida horaria de puntos frontera tipo 4 de clientes. Para todos los análisis realizados, excepto para la medida del adelanto al cuarto día hábil de M+1 del plazo de envío de medidas de puntos frontera de clientes tipo 3 sin lectura remota, resultó un beneficio neto positivo.
33. Por su parte, en el segundo CBA de fecha 15 de octubre de 2021, el Operador del Sistema analizó el adelanto a D+1 de la liquidación de las medidas para la generación, el adelanto a D+1 de la liquidación de las medidas para la demanda y la desaparición de las agregaciones, concluyendo que para todas ellas el beneficio neto sería positivo.
34. En particular, respecto a la eliminación de las agregaciones y la individualización de la medida horaria de puntos frontera de consumidores tipo 3, los análisis CBA concluyen que presentaría un beneficio neto positivo, porque simplificaría y mejoraría la eficiencia del sistema de medidas. Explica que las agregaciones surgieron en el pasado por las dificultades asociadas a comunicar volúmenes de información que entonces se consideraban muy elevados como para ser gestionados con agilidad. Por el contrario, el Operador del Sistema indica que actualmente las agregaciones añaden complejidad, dado que su número ha

alcanzado el orden de 75.000, y cada nuevo servicio que SIMEL presta hace que su número crezca de manera exponencial. Dado que el coste de transmitir y tratar información con las actuales tecnologías de la información ha disminuido mucho, la agregación tiene menos sentido, en tanto que disponer de la medida individualizada, siempre de acuerdo con lo expuesto por el Operador del Sistema, permitiría implementar algoritmos de previsión más avanzados que mejorarían la previsión de los participantes, facilitaría la oferta de productos y servicios personalizados, así como facilitar el pleno desarrollo de nuevas figuras como el agregador independiente.

35. La CNMC considera muy adecuado la realización de un análisis coste-beneficio (CBA) para evaluar la conveniencia de la incorporación de las mejoras de gestión técnica de medidas del sistema propuestas. Así mismo comparte que el acortamiento gradual de los tiempos manejados en los procedimientos de lectura y publicación de medidas ha de ser un objetivo común para todos los participantes en el mismo. No obstante, del análisis de los CBA recibidos se desprenden una serie de consideraciones:
- a. La calidad de los CBA aumenta cuanto mayor calidad tengan los datos de partida utilizados y más próximas estén en el tiempo las referencias y escenarios empleados. A este respecto uno de los CBA indica que para el análisis coste beneficio se han tenido en cuenta informaciones aportadas en reuniones del grupo de seguimiento de medidas celebradas en los años 2013 y 2014, por lo que como el propio CBA indica, la situación actual podría haber evolucionado y existir ahora una mayor facilidad para el aumento de la frecuencia de la lectura, así como un mayor volumen de equipos con lectura remota. De otro lado, la realidad existente en aquel momento se ha visto alterada por la situación generada a raíz de la pandemia de COVID 19 y la situación tensionada que viven algunos mercados.
 - b. La mayoría de los beneficios que sí ha identificado el análisis CBA no se han monetizado: únicamente se valoran económicamente los derivados de las reducciones en las garantías requeridas a los sujetos; el resto de los beneficios se describen solo cualitativamente.
 - c. Respecto a los costes estimados, todos se describen como variables en base anual. En el caso de que existiesen costes de inversión, sería recomendable indicarlo y separar con claridad las inversiones necesarias de los costes de operación y mantenimiento que acarrearían.

- d. El CBA incorpora posibles alternativas a cada una de las mejoras planteadas, lo que permite disponer de una solución en el caso de que el análisis de beneficio neto resultase negativo. Sin embargo, estas alternativas no se han llegado a evaluar en el documento, lo cual mejoraría la robustez del análisis.
36. Se sugiere que estas mejoras se tengan en cuenta en futuros CBA que se pudieran realizar, dado que mejorarían la profundidad y solidez de los análisis realizados.

Cuarto. Sobre la no duplicidad de costes para el sistema

37. El disponer de un acceso único y estándar a las medidas de consumo es una cuestión que ha venido siendo ampliamente debatida en el sector en los últimos años. En la medida que la propuesta plantea la remisión de nueva información individualizada al Operador del Sistema, esta cuestión ha vuelto a ser planteada con distintos enfoques en el trámite de consulta de esta propuesta. A este respecto, la Directiva 2019/944, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE (“Directiva 2019/944”), fija las reglas básicas para la gestión y el intercambio de datos de los consumidores y deja en manos de los Estados miembros la elección del modelo de gestión.
38. A este respecto, cabe señalar que, según se establece en el artículo 40 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE), entre las obligaciones de las empresas distribuidoras se encuentran las siguientes:
- “f) Proceder a la medición y lectura de la energía que circule por sus puntos frontera en la forma que reglamentariamente se determine.*
- g) Facilitar los datos de consumo a los sujetos en los términos que reglamentariamente se establezcan.*
- [...]*
- m) Mantener actualizada su base de datos de puntos de suministro, y facilitar a la información de acuerdo a lo que se determine reglamentariamente.”*
39. Asimismo, el artículo 30 de la citada LSE otorga al Operador del Sistema la responsabilidad del sistema de medidas, debiendo velar por su buen funcionamiento y correcta gestión y ejerciendo las funciones de encargado de lectura de los puntos frontera que reglamentariamente se establezcan.
40. En este sentido, el artículo 3 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, diferencia entre los siguientes sistemas de recepción y almacenamiento de medidas:

- **Concentrador principal de medidas eléctricas:** sistema de información que recoge de forma centralizada las medidas del sistema eléctrico nacional.
 - **Concentradores de medidas secundarios:** sistemas de captura y almacenamiento y, en su caso, tratamiento de las lecturas guardadas en los registradores para su posterior envío al concentrador principal, u otros concentradores secundarios.
41. Al respecto, el artículo 5 del citado Reglamento de puntos de medida establece que el Operador del Sistema recibirá y realizará el tratamiento de la información sobre medidas, instalando y operando a tal fin el concentrador principal de medidas eléctricas, mientras que los encargados de la lectura instalarán y operarán los concentradores secundarios de medidas al objeto de recibir y realizar el tratamiento de la información que corresponda, así como su posterior puesta a disposición de los participantes en la medida y/o del Operador del Sistema, según corresponda y conforme a lo establecido en dicho Reglamento y sus instrucciones técnicas complementarias.
42. Cada empresa distribuidora, para dar cumplimiento a las obligaciones normativas anteriormente citadas, instaló en su momento bases de datos y canales de información para permitir a los consumidores y al resto de agentes acceder a los datos de consumo en las condiciones establecidas por la normativa.
43. En este sentido, es importante destacar que tanto la metodología retributiva establecida en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre¹⁶, aplicable a las retribuciones hasta el ejercicio 2019 inclusive, como la nueva metodología establecida en la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la CNMC¹⁷ reconocen las inversiones realizadas por las empresas distribuidoras en los sistemas de telegestión, así como otras inversiones realizadas en sus sistemas técnicos e informáticos para dar cumplimiento a las obligaciones establecidas en la normativa vigente. Estos costes son, por tanto, trasladados al cálculo de los peajes de acceso, y soportados en última instancia por el consumidor, por lo que debe asegurarse que corresponden a una empresa eficiente y bien gestionada, en virtud de lo establecido en la LSE.

¹⁶ Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica

¹⁷ Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

44. Igualmente, la Circular 4/2019, 27 de noviembre de 2019, de la CNMC¹⁸ establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico, a efectos del cálculo de la retribución de la gestión técnica y económica del sistema, considerando los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, según también, lo previsto en la LSE.
45. Dado que las obligaciones establecidas por la normativa ya se estaban cumpliendo con los sistemas existentes, el establecimiento de nuevos sistemas susceptibles de ser retribuidos solo sería justificable si derivaran de nuevos requerimientos normativos o, en caso contrario, supusieran un ahorro para el sistema (o al menos no incrementaran sus costes). En este sentido, en el caso de adoptarse la propuesta de disponer de la medida horaria individualizada de los consumidores en el concentrador principal, esto debería llevar asociado un factor de eficiencia en la gestión de los servicios afectados por esta modificación y, por tanto, la implantación de la propuesta debería llevar asociada la identificación de un ahorro en costes y en ningún caso, un coste adicional.
46. Teniendo en cuenta lo anterior, e independientemente del modelo del sistema de medidas nacional que se determine, se considera necesario indicar que, en aplicación de los principios de eficiencia y sostenibilidad económica del sector eléctrico, se deberá garantizar que la implantación de la propuesta no implique duplicidades de costes para el sistema.

Quinto. Sobre la consideración de las inversiones en la gestión técnica de medidas como elegibles a efectos de digitalización

47. El Real Decreto 1125/2021¹⁹ (RD 1125/2021) implementa un mecanismo que permite a las empresas distribuidoras de energía eléctrica percibir subvenciones por inversiones en proyectos innovadores de digitalización de redes de distribución y en infraestructuras para la recarga del vehículo eléctrico en puntos de potencia superior a 250 kW de acceso público que, de acuerdo con la normativa, el distribuidor tenga el deber de desarrollar y sufragar.
48. El artículo 7.2 de dicho real decreto establece que “se considerarán instalaciones elegibles, y por tanto serán susceptibles de financiarse con los fondos anteriormente

¹⁸ Circular 4/2019, de 27 de noviembre de 2021, por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico

¹⁹ Real Decreto 1125/2021, de 21 de diciembre, por el que se regula la concesión de subvenciones directas a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la realización de inversiones de digitalización de redes de distribución de energía eléctrica y en infraestructuras para la recarga del vehículo eléctrico con cargo a los fondos del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

mencionados, aquellas que, de acuerdo con el anexo de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, puedan ser catalogadas como inversiones en digitalización y automatización de las redes necesarias para la transición energética de tipo 2.” A este respecto, cabe destacar que la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, establece en su artículo 9 que serán consideradas como actuaciones tipo 2 las “inversiones en digitalización y automatización de las redes necesarias para la transición energética, asociadas a sistemas inteligentes (Smart Grids), telegestión y los sistemas técnicos de gestión asociados a ambos.”

49. En este sentido, se considera que las inversiones necesarias para la implementación de las mejoras de gestión técnica de medidas del sistema planteadas en la propuesta podrían encajar dentro del referido RD 1125/2021, siempre que cumplieran con los requisitos allí previstos y estuvieran debidamente justificadas.
50. Se debe destacar que una parte importante de las mejoras planteadas en la propuesta podrían requerir inversiones adicionales a las ya incluidas en los planes de inversión para el ejercicio 2023 que las empresas distribuidoras deben presentar antes del 30 de junio, según lo establecido en la disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, y, por lo tanto, probablemente antes de la entrada en vigor de la propuesta.
51. Al respecto, para los casos en que estas modificaciones en los planes de inversión derivaran de la aplicación de las medidas de la propuesta, se propone permitir a las empresas distribuidoras la presentación de una adenda que complemente los planes de inversión correspondientes al ejercicio 2023. Esta medida sería similar a la establecida en el RD 1125/2021 para permitir que las empresas distribuidoras pudieran presentar a la CNMC una adenda a sus planes de inversión de 2021 y de 2022 hasta dos meses después de la aprobación de dicho real decreto.
52. En cualquier caso, en la modificación de los planes presentados se debería incluir la justificación detallada sobre las medidas que contribuyen a cumplir las inversiones declaradas, así como sobre su necesidad y proporcionalidad para conseguir el fin propuesto.

IV. CONCLUSIONES

53. La Sala de Supervisión Regulatoria considera que la propuesta de resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se aprueban determinados procedimientos de operación, para su adaptación a la introducción de mejoras en relación con las garantías exigidas a los sujetos participantes en el mercado, y de

mejoras en la gestión técnica de las medidas del sistema eléctrico, permite implementar los intercambios de información para habilitar el cálculo de la garantía mínima dinámica, pero no evita por sí misma que las potenciales comercializadoras incumplidoras puedan seguir captando suministros, por lo que se recomienda que las modificaciones normativas que se consideren pendientes se realicen a la mayor brevedad, para dotar de plena operatividad a la propuesta.

54. Adicionalmente, se hacen una serie de consideraciones sobre las mejoras planteadas en la gestión del sistema de medidas, desde las premisas del análisis coste beneficio realizado y la importancia de evitar duplicidad de costes, hasta el tratamiento de las inversiones que pudieran llevar aparejadas, que podrían mejorar el enfoque de la propuesta.
55. Notifíquese el presente informe a la Secretaría de Estado de Energía. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

V. ANEXO 1: LISTADO DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

Se han recibido alegaciones de:

Administraciones públicas:

- Dirección General de Consumo, Ministerio de Consumo - Informe de 'no alegaciones'
- Hispacoop CCU – Informe de 'no alegaciones'

Asociaciones:

- AEGE (Asociación de empresas con gran consumo de energía)
- AELEC (Asociación de empresas eléctricas)
- ASEME (Asociación de empresas eléctricas)
- CIDE (Asociación de empresas eléctricas)
- DATADIS (comunidad de bienes de empresas distribuidoras)

Empresas:

- Red Eléctrica de España, como Operador del Sistema
- Red Eléctrica de España, como Gestor de la Red de Transporte – Informe de 'no alegaciones'
- UFD, grupo Naturgy

VI. ANEXO 2: SÍNTESIS DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]