

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE FIJAN LOS VALORES DEL VALOR DE CARGA PERDIDA Y EL ESTÁNDAR DE FIABILIDAD, DE CONFORMIDAD CON LO PREVISTO EN EL REGLAMENTO (UE) 2019/943 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO DE 5 DE JUNIO DE 2019 RELATIVO AL MERCADO INTERIOR DE LA ELECTRICIDAD.

1. NECESIDAD Y OBJETO DE LA PROPUESTA DE LA RESOLUCIÓN

A. Normativa de aplicación

El Reglamento (UE) 2019/943, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, dedica su Capítulo IV a la cobertura de la demanda, sentando las bases reguladoras que rigen el proceso para la eventual aprobación de un mecanismo de capacidad a nivel nacional.

El artículo 20 del referido reglamento establece que *“los Estados miembro deberán supervisar la cobertura dentro de su territorio basándose en el análisis europeo de cobertura”*, que elabora la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSOE por sus siglas en inglés). Para completar el análisis europeo de cobertura, los Estados miembro también podrán llevar a cabo un análisis nacional de cobertura, con arreglo a lo establecido en el artículo 24 del citado reglamento.

El análisis europeo de cobertura supone, en síntesis, la realización de una simulación que contemple todos los escenarios previstos en un determinado horizonte temporal, tanto en lo relativo con la evolución de la demanda de energía eléctrica como del parque de generación disponible en cada uno de los horizontes de simulación. La metodología que rige los medios y criterios a emplear en dicha simulación se encuentran definidos en la Decisión 24/2020, de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), por la que se establece la metodología del análisis nacional de cobertura. El análisis nacional de cobertura deberá basarse igualmente en dicha metodología. El resultado de dichos análisis se concretará en unas determinadas previsiones de pérdida de carga (LOLE, por sus siglas en inglés, calculada como el número de horas en las que la oferta de electricidad no es capaz de cubrir las necesidades de la demanda eléctrica) y

previsiones de energía no suministrada (o ENS, que traduce el mismo déficit de cobertura en términos de energía -MWh-).

Por su parte, el propio artículo 20 establece que *“Los Estados miembros respecto de los cuales se hayan detectado problemas de cobertura publicarán un plan de ejecución con un calendario para la adopción de medidas destinadas a eliminar cualquier distorsión reglamentaria o deficiencia del mercado detectadas en el marco del proceso de ayudas estatales.”* Dicho plan de ejecución se encuentra en sus últimas fases de elaboración, debiendo remitirse posteriormente a la Comisión Europea quien, en el plazo de cuatro meses desde su recepción, emitirá un dictamen acerca de su adecuación a los objetivos perseguidos.

Además, el artículo 21 del referido reglamento, que regula los principios generales para los mecanismos de capacidad, los define como instrumentos de último recurso que permitan resolver los problemas residuales de cobertura detectados, quedando sujetos al marco regulatorio de los artículos 107, 108 y 109 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea.

Para poder demostrar que del análisis de cobertura (europeo o nacional) se desprende un problema de cobertura a nivel nacional, los resultados que arroje dicho análisis deberán contrastarse con el denominado estándar de fiabilidad, parámetro regulado en el artículo 25 del Reglamento (UE) 2019/943, de 5 de junio de 2019, que deberá indicar “de forma transparente el nivel necesario de seguridad del suministro del Estado miembro”. El estándar de fiabilidad se calculará usando al menos el valor de carga perdida y el coste de la entrada de nuevas empresas (comúnmente denominado coste de nueva entrada) durante un horizonte temporal determinado y se expresará como «previsión de energía no suministrada» y «previsión de pérdida de carga». De esta forma, si del resultado de los análisis de cobertura se desprenden unos valores superiores a los establecidos por el estándar de fiabilidad, podrá concluirse la existencia de un problema de cobertura, lo que facilitará en última instancia la aprobación del mecanismo de capacidad correspondiente.

Como se ha visto, el estándar de fiabilidad se determina a partir del valor de carga de pérdida (o VoLL, por sus siglas en inglés) y el coste de nueva entrada (o CoNE).

Tal y como establece el artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943, de 5 de junio de 2019, el valor de carga perdida se define como la estimación en euros por MWh del precio máximo de la electricidad que los clientes están dispuestos a pagar para evitar una interrupción. Por su parte, el CoNE, valorado en euros por MW, ofrece una valoración económica del coste que supone la entrada de nuevas tecnologías de producción de energía eléctrica, respuesta de la demanda, o la prolongación de la vida útil de las instalaciones existentes. La metodología para aprobar los parámetros anteriores se encuentra regulado en la Decisión 23/2020, de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía, por la que se establece la metodología para el cálculo del valor de carga perdida, el coste de nueva entrada y el estándar de fiabilidad.

El artículo 11 del Reglamento (UE) 2019/943, de 5 de junio de 2019, establece que *“cuando se precise fijar un estándar de fiabilidad de conformidad con el artículo 25, las autoridades reguladoras o cuando un Estado miembro haya designado a otra autoridad competente a tales efectos, dicha autoridad competente designada determinará una estimación única del valor de carga perdida para su territorio. Dicha estimación deberá ponerse a disposición del público”*.

A nivel nacional, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico, se sitúa como clave de bóveda del marco normativo que resulta de aplicación al sector eléctrico. En efecto, su artículo primero establece que dicha ley *“tiene por objeto establecer la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste”*.

En materia de seguridad de suministro y, en particular, en relación con la aprobación de los mecanismos de capacidad, el artículo 14 de la referida ley encomienda a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico la

competencia para establecer el marco retributivo de aplicación a los mecanismos de capacidad, *“que permita dotar al sistema de un margen de cobertura adecuado e incentive la disponibilidad de potencia gestionable”*.

También, relativo al mismo ámbito regulatorio, cabe destacar el procedimiento de operación 2.2, por el que se establece la previsión de la cobertura y análisis de seguridad del sistema eléctrico, aprobado mediante Resolución de 24 de mayo de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueban diversos procedimientos de operación para su adaptación a la nueva normativa europea.

Finalmente, dado que la fijación de los parámetros antes mencionados en aplicación de la normativa europea reúne todas las características de un acto administrativo, en aplicación de lo previsto en el artículo 8.3 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público, será la Dirección General de Política Energética y Minas, como órgano competente por razón de la materia, la encargada de fijarlos.

B. Objeto de la resolución propuesta

A la vista de lo anterior, el objeto de esta propuesta de resolución es fijar los parámetros del valor de carga perdida y el estándar de fiabilidad, como parámetros imprescindibles para la eventual aprobación de un mercado de capacidad en el sistema eléctrico peninsular.

2. CONTENIDO DE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

La propuesta de resolución consta de tres apartados:

En el primer apartado, se fija el valor de carga perdida conforme al artículo 11 del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, y el título segundo de la Decisión 23/2020, de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía, por la

que se establece la metodología para el cálculo del valor de carga perdida, el coste de nueva entrada y el estándar de fiabilidad.

En segundo lugar, se fija el valor del estándar de fiabilidad, también según lo previsto en la normativa europea antes descrita.

Finalmente, el tercer apartado contempla que la resolución surtirá efectos a partir del día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

3. DETERMINACIÓN DE LOS VALORES DEL VoLL, CoNE y RS

De conformidad con el artículo 25 del Reglamento (UE) 2019/943, de 5 de junio de 2019, el estándar de fiabilidad será establecido por el Estado Miembro y se basará en la Decisión 23/2020, de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía, por la que se establece la metodología para el cálculo del valor de carga perdida, el coste de nueva entrada y el estándar de fiabilidad (en lo que sigue, "la metodología de ACER").

De acuerdo con la metodología de ACER, el estándar de fiabilidad (RS) se calcula en base a estimaciones del valor de carga perdida (VoLL) y el coste de nueva entrada (CONE). En lo que sigue, los tres parámetros, VoLL, CONE y RS, se calculan para el sistema eléctrico español.

Cada uno de estos parámetros ha sido estimado siguiendo la metodología de ACER. En algunos casos, para adaptar la metodología de ACER al mercado español y a las especificidades regulatorias, se han realizado ajustes metodológicos.

Valor de carga perdida (VoLL)

De acuerdo con el Artículo 7 de la metodología de ACER, los planes de reducción de carga deben tenerse en cuenta al calcular el VoLL. Así, el Procedimiento de Operación 6.1 (PO6.1) establece las medidas que el Operador del Sistema y otros agentes deben adoptar para garantizar la operación segura del sistema eléctrico

español en situaciones en las que existe un riesgo de que la demanda no pueda ser cubierta por los recursos de generación existentes.

De esta forma, si es necesario reducir la carga para garantizar la operación segura del sistema eléctrico, *“los deslastres se deberán iniciar preferentemente comenzando con los circuitos correspondientes al consumo industrial”*. Por lo tanto, el VoLL relevante en el sistema eléctrico español se determina por el VoLL de los clientes industriales, ya que estos son los clientes que deben interrumpirse primero, según la regulación nacional.

El VoLL de los clientes industriales se estima utilizando las preferencias reveladas en instrumentos regulatorios disponibles. En comparación con las estimaciones basadas en encuestas, que dependen de respuestas a contingencias hipotéticas y, por lo tanto, sufren de varios sesgos, este enfoque de preferencias reveladas se basa en las elecciones reales de los consumidores y no presenta tales sesgos¹.

El principal inconveniente en el uso del enfoque de preferencias reveladas suele ser la falta de elecciones relevantes por parte de los consumidores a partir de las cuales inferir el VoLL. Sin embargo, en el mercado español, puede emplearse el denominado "Servicio de Respuesta Activa de la Demanda" (en lo que sigue, "SRAD"), cuya primera subasta se realizó en octubre de 2022. Cualquier consumidor con una demanda igual o superior a 1 MW podía participar en la subasta SRAD, aunque en la subasta celebrada en octubre de 2022 sólo se asignó el producto entre consumidores industriales. De este modo, el precio resultante de dichos contratos constituye una observación directa de cuánta compensación requieren los clientes industriales para ser interrumpidos. De hecho, las ofertas presentadas por los clientes industriales en la subasta de SRAD pueden considerarse como respuestas vinculantes a una encuesta (del tipo *“willingness to accept”*, por su terminología en inglés) y, debido a su carácter vinculante, las ofertas no sufren los sesgos que suelen presentarse en las respuestas a encuestas.

¹ Véase, por ejemplo: W. Gorman, 2022. *“The quest to quantify the value of lost load: A critical review of the economics of power outages”*. *The Electricity Journal*.

Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD)

El servicio de respuesta activa de la demanda (SRAD) para el sistema eléctrico peninsular español, se configura como un producto específico de balance, para hacer frente a las situaciones de escasez de energía de balance proporcionada por otros servicios estándar de activación manual ya en funcionamiento.

En particular, dicho servicio se articula por medio de una subasta anual en el que se contratan las necesidades del producto específico de respuesta activa de la demanda, en base a los requerimientos de reserva detectados por el operador del sistema para cada periodo de aplicación del servicio, y en la que podrán participar todas aquellas unidades de programación de demanda conectadas al sistema eléctrico peninsular español que cumplan con los requisitos establecidos en el Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre.

El producto específico de respuesta activa de la demanda se define como la variación de potencia activa a subir que puede realizar una unidad de programación en un tiempo inferior o igual a 15 minutos desde que es requerida su activación y que puede ser mantenida, como máximo, durante 3 horas consecutivas al día. La contratación del producto de respuesta activa de la demanda (MW) será realizada anualmente mediante un mecanismo de subasta.

Las unidades de programación que resulten asignadas en esta subasta podrán ser activadas para aportar la potencia comprometida un máximo de una vez al día dentro de los periodos de activación previamente definidos.

En cada activación requerida por el OS, el volumen de potencia activa movilizado, correspondiente al volumen comprometido por la unidad de programación en la subasta anual, debe ser mantenido desde el momento de activación, durante toda la hora en la que se produce dicha activación y durante las dos horas sucesivas siguientes a la hora de activación.

En la actualidad, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, como órgano regulador de los servicios de balance, está llevando a cabo una actualización del servicio de respuesta activa de la demanda.

Estimación del VoLL

Como se ha mencionado anteriormente, la subasta llevada a cabo en octubre de 2022 que asignó el servicio SRAD entre los clientes industriales para el período de contratación del 1 de noviembre de 2022 al 31 de octubre de 2023, se cerró a un precio de 189.899 €/MW. En otras palabras, los clientes industriales que obtuvieron el contrato SRAD en dicha subasta estaban dispuestos a asumir el riesgo de ser interrumpidos a cambio de recibir 189.899 €/MW.

Además, de acuerdo con el informe de cobertura de la demanda realizado por el Operador del Sistema en septiembre de 2022, la pérdida de carga esperada (en lo que sigue, LOLE, por sus siglas en inglés) para el período de septiembre de 2022 a agosto de 2023 osciló entre 0,2 y 8,3 horas al año, dependiendo del escenario considerado (afectado principalmente por los diferentes escenarios de exportación). Tomando el valor más alto de estas estimaciones, un cliente industrial que obtuvo un contrato SRAD podría esperar ser interrumpido un máximo de 8,3 horas durante la duración del contrato. Esto resulta en un VoLL de 22.879 €/MWh².

Esta estimación debe considerarse como un límite inferior del valor de VoLL. Es probable que el VoLL real de los clientes industriales sea sustancialmente mayor, por las siguientes razones.

- En primer lugar, para la estimación del VoLL se ha utilizado la cifra de LOLE en el peor escenario contemplado por el operador del sistema. Si se considerara un escenario diferente, el VoLL resultante sería mayor. Por ejemplo, si se utiliza un LOLE de 3,2 horas al año (que corresponde a otro

² 22.879 €/MWh=189.899 €/MW/8.3horas

escenario contemplado por el operador del sistema en su análisis de cobertura), el VoLL resultante sería igual a 59.343 €/MWh.

- En segundo lugar, el VoLL se estima en una muestra de consumidores industriales que probablemente subestime el VoLL de los clientes industriales españoles. En la subasta del SRAD celebrada en octubre de 2022, se adjudicaron contratos SRAD a 497 MW, cifra muy reducida en comparación con el conjunto de la demanda industrial existe en España. Es altamente probable que los clientes industriales que participaron en la subasta del SRAD sean precisamente aquellos con un menor coste de interrupción.

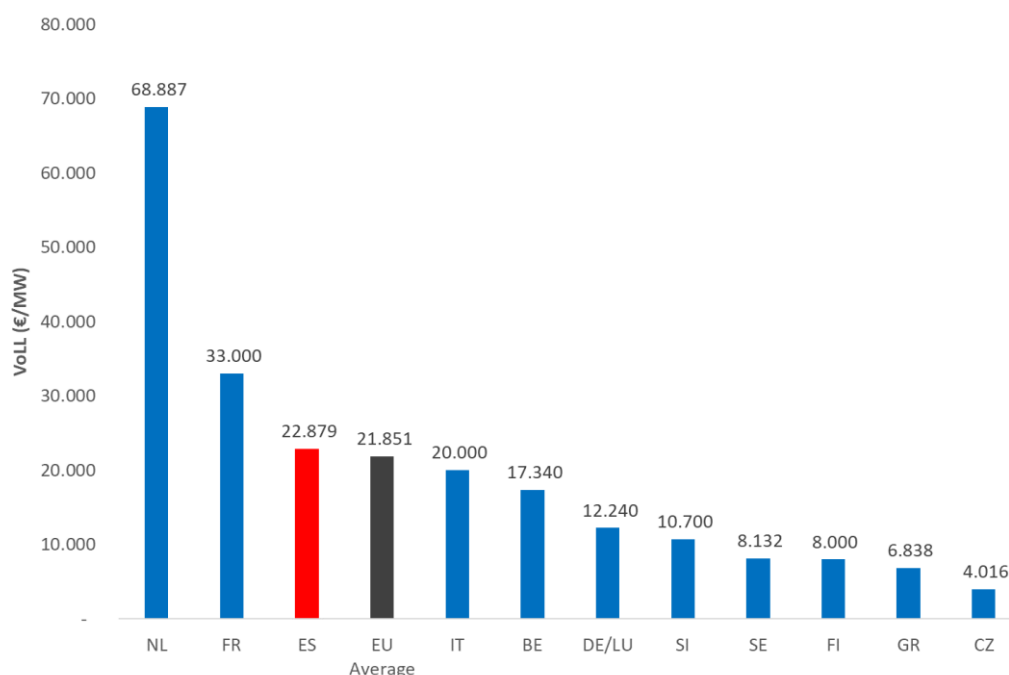
Al contrario de la subasta SRAD, los deslastres manuales no pueden priorizar aquellos consumidores industriales con menor coste de interrupción. En este caso, el VoLL industrial promedio será necesariamente superior al valor implícito resultante de la subasta del SRAD.

Comparación del VoLL determinado por otros Estados miembro

De acuerdo con el informe de ACER³, en julio de 2022, once Estados miembro habían determinado su VoLL. La siguiente figura muestra dichos valores, y los compara con el VoLL estimado de España.

³ ACER (Octubre 2022). “Security of EU electricity supply in 2021: Report on Member States approaches to assess and ensure adequacy”.

Figura 1. VoLL estimado para España en comparación al VoLL de otros EEMM



Nota: El VoLL promedio de la UE es calculado a partir del promedio de los 11 Estados miembro que han estimado un VoLL, ponderado por la población de cada uno de los países.

La figura anterior pone de manifiesto que el VoLL calculado para España se encuentra muy alineado con el VoLL promedio de la Unión Europea, cuyo valor es 21.851 €/MWh.

Análisis de sensibilidad

Como análisis de sensibilidad a la estimación de VoLL anterior, a continuación se realiza una estimación alternativa de VoLL que refleja el VoLL promedio ponderado en todos los sectores de la economía española. Este VoLL sería consistente con un evento de reducción de carga en el que no se otorga prioridad de interrupción a ningún tipo de consumidor. Por lo tanto, este cálculo asume que los consumidores son interrumpidos con una probabilidad que es proporcional a su propio consumo individual, independientemente del tipo de consumidor.

Consumidores domésticos. El VoLL para los consumidores domésticos se estima a partir de las respuestas de 5.350 hogares al Panel de Hogares realizado en el

cuarto trimestre de 2022 por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), cuyos resultados fueron publicados por la CNMC en junio de 2023. La Dirección General de Política Energética y Minas solicitó, con fecha 24 de mayo de 2023, el acceso a dicha información al objeto de realizar dicho cálculo.

Entre otras preguntas, dicha encuesta pregunta sobre la disposición a pagar (“*willingness to pay*”) y la disposición a aceptar (“*willingness to accept*”) una compensación por una interrupción del suministro durante los días sometidos a mayor estrés térmico del año, en diferentes escenarios, dependiendo de:

- Duración de la interrupción. Se consideran cuatro escenarios en relación con la duración de la interrupción: 2 minutos, 1 hora, 4 horas y 1 día.
- Preaviso: Se consideran dos escenarios en relación con si los consumidores son avisados con antelación o no antes de la interrupción: un escenario de preaviso, en el que los consumidores son avisados con 24 horas de antelación a la interrupción, y un escenario en el que los consumidores son interrumpidos sin ninguna advertencia previa.

La siguiente tabla muestra el resultado de dicha encuesta, y el VoLL implícito resultante bajo el criterio “disposición a pagar”.

Tabla 1. Disposición a pagar para evitar una interrupción, y VoLL implícito, para interrupciones de distinta duración.

	Preaviso (24h)		Sin preaviso		Promedio ²	
	EUR	EUR/MWh ¹	EUR	EUR/MWh ¹	EUR	EUR/MWh ¹
2 minutos	0,65	67.177	0,62	64.076	0,64	65.626
1 hora	1,41	4.857	1,76	6.063	1,59	5.460
4 horas	3,98	3.428	5,61	4.832	4,80	4.130
1 día	11,4	1.636	12,11	1.738	11,76	1.687

Nota: 1) El VoLL implícito [EUR/MWh] se calcula dividiendo la compensación [EUR] que requieren los consumidores para evitar una interrupción de una determinada duración, por el

consumo eléctrico interrumpido durante la misma [MWh]. La cantidad de consumo eléctrico interrumpido se calcula a partir de los datos de consumo mensual del Panel de Hogares de la CNMC. 2) Promedio entre los escenarios “Preaviso” y “Sin Preaviso”.

Los mismos resultados se muestran en la siguiente tabla bajo el criterio “disposición a aceptar”:

Tabla 2. Disposición a aceptar para ser interrumpido, y VoLL implícito, para interrupciones de distinta duración.

	Preaviso (24h)		Sin preaviso		Promedio ²	
	EUR	EUR/MWh ¹	EUR	EUR/MWh ¹	EUR	EUR/MWh ¹
2 minutos	5,73	592.189	5,92	611.825	5,83	602.007
1 hora	12,92	44.509	17,36	59.804	15,14	52.157
4 horas	37,25	32.081	48,19	41.503	42,72	36.792
1 día	96,94	13.915	103,84	14.905	100,39	14.410

Nota: 1) El VoLL implícito [EUR/MWh] se calcula dividiendo la compensación [EUR] que requieren los consumidores para evitar una interrupción de una determinada duración, por el consumo eléctrico interrumpido durante la misma [MWh]. La cantidad de consumo eléctrico interrumpido se calcula a partir de los datos de consumo mensual del Panel de Hogares de la CNMC. 2) Promedio entre los escenarios “Preaviso” y “Sin Preaviso”.

Los resultados presentados en la Tabla 1 y la Tabla 2 son coherentes con las evidencias extraídas de la literatura académica, de la siguiente manera:

- El VoLL bajo el método de disposición a aceptar (WTA) es más alto que aquel determinado a partir del método de disposición a pagar (WTP).
- El VoLL es más alto si no hay preaviso antes de la interrupción del suministro, en comparación con un escenario en el que los consumidores son preavisados con 24 horas de antelación.
- El VoLL, es más alto para interrupciones de suministro más cortas, probablemente debido a los costes fijos asociados con una interrupción del suministro.

Sobre la base de estos resultados, se toman las siguientes decisiones para estimar el VoLL de los consumidores domésticos.

- En cuanto al escenario de preaviso, no hay evidencia fiable disponible relacionada con la probable ocurrencia de interrupciones con o sin notificación. Por lo tanto, el VoLL se calcula sobre la base del promedio del coste de la interrupción en ambos escenarios.
- En cuanto al método utilizado para estimar el VoLL, ya sea bajo el método WTP o WTA, se observa que España históricamente ha tenido un sistema eléctrico muy fiable y sin interrupciones en el suministro. En este contexto, es probable que el método WTA sea el método de estimación más sólido, ya que es probable que los consumidores tomen la alta seguridad del suministro existente como el escenario de referencia. En todo caso, para el cálculo del VoLL doméstico, se ha optado por usar un valor promedio de los dos métodos (“WTP” y “WTA”), lo cual arroja un valor de VoLL más bajo del que resultaría utilizando el método WTA.

En virtud de lo anterior, la siguiente tabla muestra el valor del VoLL promedio para cada uno de los horizontes temporales de interrupción y el VoLL final como el promedio de los horizontes temporales de 1 a 4 horas:

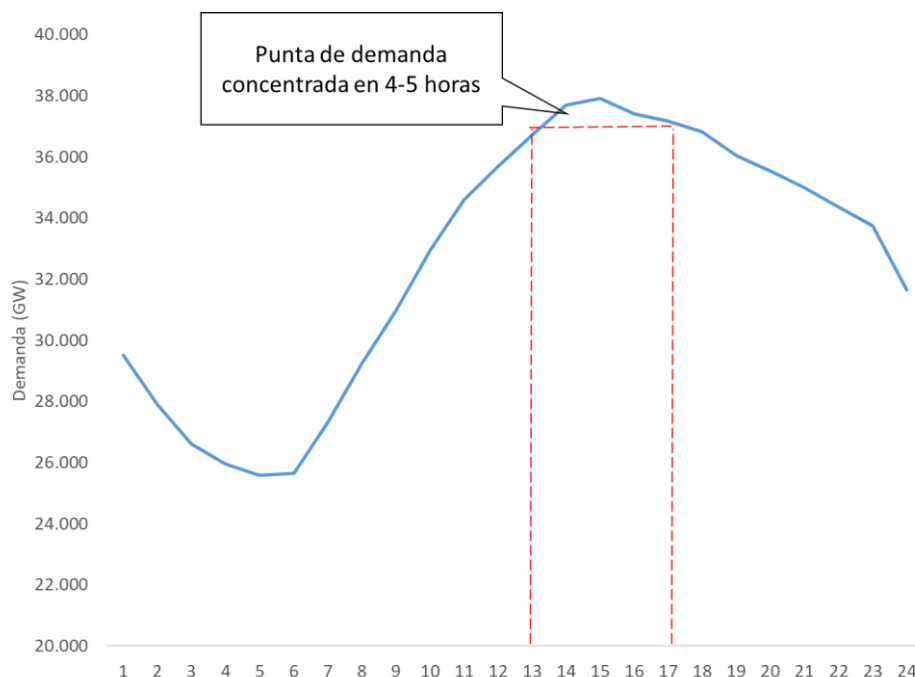
Tabla 3. VoLL estimado para distintos escenarios de duración de la interrupción

	VoLL	
	[EUR]	[EUR/MWh] ¹
2 minutos	3,23	333.817
1 hora	8,36	28.808
4 horas	23,76	20.461
1 día	56,07	8.049
Promedio [1 a 4 horas]	16,06	24.635

De los diferentes horizontes temporales, se realiza una estimación del VoLL como un promedio entre 1 hora y 4 horas. Así, las interrupciones de más de 4 horas son muy improbables, dado que la demanda varía sustancialmente a lo largo de las 24 horas de un día, de tal forma que las puntas de la demanda se concentran en unas pocas horas del día.

Esto puede observarse en la siguiente gráfica (elaborada a partir de los datos publicados por Red Eléctrica de España), que muestra la curva de demanda eléctrica durante el 13 de julio de 2022, el día donde la punta de demanda se alcanzó en dicho ejercicio.

Figura 2. *Demanda horaria el 13 de Julio de 2022*



En previsión de que los valores del VoLL para horizontes temporales de interrupción reducidos (2 minutos) son sustancialmente superiores, se considera que el uso del promedio entre 1 hora y 4 horas supone un enfoque conservador en el cálculo del VoLL.

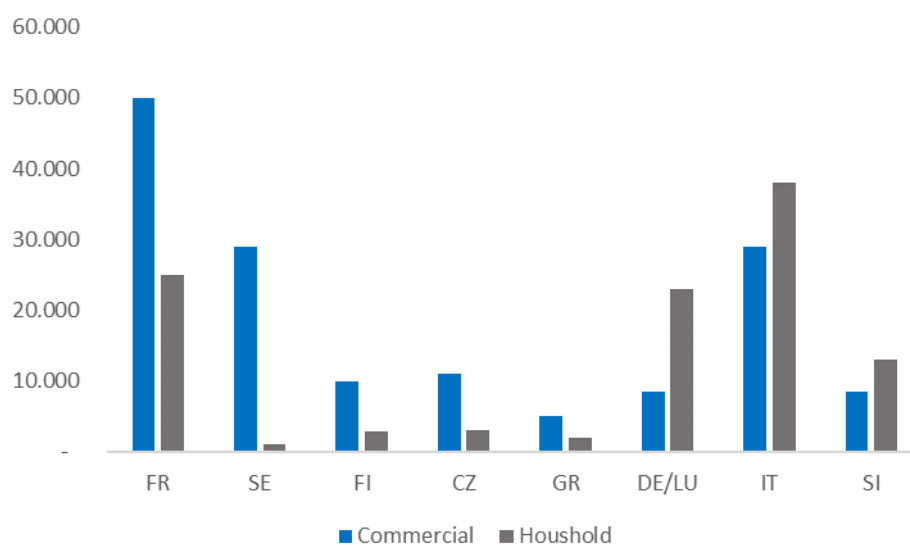
En definitiva, el valor del VoLL doméstico es 24.635 €/MWh.

Consumidores industrial. El VoLL para los consumidores industrial coincide con el determinado en el apartado anterior, equivalente a 22.879 €/MWh.

Consumidores del sector servicios. El VoLL para los consumidores del sector servicios se asume que es igual al valor del VoLL del segmento doméstico. Esta es una asunción conservadora, dado que dicho segmento habitualmente tiene un valor

de VoLL superior al doméstico, tal y como se puede ver en la siguiente figura (elaborada a partir de la información del informe de ACER, “*Security of EU electricity supply in 2021: Report on Member States approaches to assess and ensure adequacy*”):

Figura 3. VoLL de consumidores domésticos y del sector servicios en distintos Estados miembro



Dados los valores del VoLL sectorial, el VoLL definitivo es calculado como el promedio de los anteriores, ponderados por el volumen de energía que representa cada sector en el sistema eléctrico.

Tabla 4. Cálculo de VoLL nacional, como media ponderada de VoLLs sectoriales.

	VoLL (EUR/MWh)	Cuota de consumo (%)	VoLL ponderado (EUR/MWh)
	[1]	[2]	[3]=[1]x[2]
Doméstico	24.635	33,3%	8.207
Industrial	22.879	50,5%	11.554
Sector servicios	24.635	16,2%	3.991
VoLL	N/A	N/A	23.748

Conclusión

El VoLL para el sistema eléctrico español, bajo la metodología principal, es 22.879 €/MWh. Bajo el análisis de sensibilidad anterior, se observa que el VoLL resultante se encuentra muy alineado con dicho valor (23.748 €/MWh), lo cual indica que la estimación del VoLL es robusta.

Coste de nueva entrada (CoNE)

Según la metodología de ACER, el cálculo de CONE se debe basar en el coste de la anualidad de aquella tecnología de referencia que permite alcanzar el estándar de fiabilidad objetivo.

De acuerdo con el Artículo 10 de la metodología de ACER, una tecnología de referencia debe cumplir con los siguientes dos criterios acumulativos:

- a) Una tecnología de referencia debe ser estándar. Para identificar si una tecnología candidata dada es estándar, la entidad que calcula CONE debe demostrar que:
 - a. Existen información fiable y genérica sobre los costes de los componentes definidos en el Artículo 13.
 - b. Los costes de construcción y operación de unidades de la tecnología deben ser del mismo orden de magnitud de un proyecto a otro.
 - c. El desarrollo de la tecnología no está significativamente limitado por restricciones técnicas.
- b) Potencial de nueva entrada. Una tecnología de referencia debe tener potencial de nueva entrada. Para demostrar que la tecnología candidata es representativa de posibles inversiones en capacidad en los próximos años, la entidad que calcula CONE debe demostrar que:

- a. Se ha desarrollado capacidad que representa esta tecnología en los últimos años, está en proceso de desarrollo o está planeada para desarrollo durante el período considerado.
- b. El futuro desarrollo de esta tecnología está permitido y no está significativamente obstaculizado por el marco regulatorio nacional y europeo.

En este sentido, se consideran que son tecnologías de referencia que cumplen con los anteriores criterios, todas aquellas tecnologías en las que el borrador del PNIEC, publicado en junio 2023, contempla que se realicen nuevas inversiones hasta el 2030, esto es:

- Eólica terrestre.
- Eólica offshore.
- Solar fotovoltaica.
- Biomasa.
- Bombeo.
- Baterías.

Asimismo, el Artículo 18 de la metodología ACER contempla la posibilidad de incluir como tecnologías de referencia la prolongación de tecnologías existentes, teniendo en cuenta los costes fijos de operación y mantenimiento asociados a dicha tecnología. Así, la situación particular del parque de generación en España permite simplificar el cálculo del coste de nueva entrada y, por ende, del valor del estándar de fiabilidad, circunscribiendo su análisis a la situación de los ciclos combinados.

Dado que, supuesta la prolongación del parque de generación asociado a dicha tecnología, se cumple el requisito consistente en que la capacidad que puede aportar dicha tecnología es igual o mayor que la mínima capacidad necesaria para garantizar el estándar de fiabilidad (requisito establecido en el artículo 20 de la Metodología de ACER), pueden usarse los parámetros asociados a dicha tecnología como referencias para el cálculo del estándar de fiabilidad. Para una central de ciclo combinado existente, el coste anualizado equivalente (EAC, por sus siglas en inglés)

se reduce al coste fijo anual, para el cual se ha tomado un valor de 20.000€/MW, de acuerdo con los datos del *EU Reference Scenario 2020* desarrollado por la Comisión Europea.

Estándar de fiabilidad (RS)

Siguiendo lo estipulado por la metodología de ACER, el estándar de fiabilidad para el sistema eléctrico español se calcularía como el cociente entre el coste de la prolongación (CORP, por sus siglas en inglés) del ciclo combinado y el VoLL.

A su vez, el CORP se calcula como el ratio entre el coste anualizado equivalente del ciclo combinado y su factor de disponibilidad, el cual se define como el porcentaje de la capacidad nominal del ciclo combinado que se espera esté disponible en aquellos momentos donde exista energía no suministrada. De acuerdo con lo establecido en la Orden TED/1271/2020, de 22 de diciembre, por la que se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2021 y se prorrogan los peajes de acceso de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2021, se toma un factor de disponibilidad del 93%. De este modo, se obtiene un CORP para el ciclo combinado de 21.505 €/MW y, por ende, un estándar de fiabilidad (cociente entre el CORP y el VoLL anteriormente calculado) de 0,94 horas/año.

4. TRÁMITE DE AUDIENCIA

Al tratarse de un acto administrativo, se sigue el cauce procedimental legalmente establecido para su adopción y, por ello, se procede a someter a audiencia de los sujetos interesados, de conformidad con lo previsto en el artículo 82 de la Ley 39/2015, de 1 octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

El trámite de audiencia se publicita a través de la página web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en el apartado de la sede electrónica destinado a tal fin, y en el Boletín Oficial del Estado mediante anuncio de la Subdirección General de Energía Eléctrica.