

**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA
RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN
NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA
COMPETENCIA POR LA QUE SE
ESTABLECEN LAS ESPECIFICACIONES
DE DETALLE PARA LA DETERMINACIÓN
DE LA CAPACIDAD DE ACCESO FIRME
DE LA DEMANDA A LAS REDES DE
DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD**

[\(RDC/DE/002/25\)](#)

Fecha: 3 de junio de 2025

www.cnmc.es

ÍNDICE

1. OBJETO	3
2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	3
3. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	4
4. CONTENIDO DE LA PROPUESTA.....	4
4.1. Objeto y ámbito de aplicación.....	6
<i>Definiciones.....</i>	<i>6</i>
4.2. Consideraciones generales para el cálculo de la capacidad de acceso firme	8
4.3. Determinación del punto de conexión para la evaluación de la capacidad de acceso de la demanda.....	8
4.4. Escenario de estudio	10
4.5. Previsiones de funcionamiento	14
4.6. Consideraciones sobre la demanda singular.....	17
4.7. Consideraciones sobre las instalaciones de almacenamiento.....	19
4.8. Coeficientes de simultaneidad	21
4.9. Evaluación de la capacidad de acceso.....	24
Capacidad de acceso en condiciones de disponibilidad total	25
Capacidad de acceso en condiciones de indisponibilidad	25
Capacidad de acceso por potencia máxima a demandar en un punto	28
Otras condiciones de acceso.....	30
4.10. Mapas de capacidad	31
4.11. Criterios para determinar la influencia de las instalaciones de demanda en otra red distinta de la que se soliciten los permisos, a los efectos de establecer la necesidad del correspondiente informe de aceptabilidad	32
4.12. Intercambio de información entre distribuidores	33
5. MODIFICACIONES EFECTUADAS POR LA CNMC SOBRE LA PROPUESTA DE ESPECIFICACIONES DE DETALLE CON CARÁCTER PREVIO AL TRÁMITE DE AUDIENCIA.....	33
6. TRÁMITE DE AUDIENCIA	36

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA POR LA QUE SE ESTABLECEN LAS ESPECIFICACIONES DE DETALLE PARA LA DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ACCESO FIRME DE LA DEMANDA A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD

1. OBJETO

El objeto de la presente memoria es detallar y explicar la propuesta de Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de demanda a las redes de distribución que resulta del desarrollo de lo previsto en el artículo 18 y el anexo III de la Circular 1/2024, de 27 de septiembre, de la CNMC, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica.

2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC establece en su artículo 7.1.f) que es función de esta Comisión establecer mediante circular, previo trámite de audiencia, con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, y de acuerdo con las orientaciones de política energética, las metodologías utilizadas para calcular las condiciones para la conexión y acceso a las redes de gas y electricidad.

Asimismo el artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece en su apartado 11 que la CNMC *“aprobará mediante Circular la metodología y las condiciones de acceso y conexión que comprenderá: el contenido de las solicitudes y permisos, los criterios económicos, los criterios para la evaluación de la capacidad, los motivos para la denegación, el contenido mínimo de los contratos y la obligación de publicidad y transparencia de la información relevante para el acceso y la conexión.”*

El 11 de octubre de 2024 fue publicada en el Boletín Oficial del Estado (BOE) la Circular 1/2024, de 27 de septiembre, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica. El artículo 18 y el anexo III de la mencionada Circular contemplan que mediante especificaciones de detalle se concreten los criterios para la evaluación de la capacidad de acceso para instalaciones de demanda con conexión a la red cuyo planteamiento general se regula en el anexo III de la citada Circular:

3. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

La citada Circular 1/2024 prevé en su artículo 18 el procedimiento para la aprobación mediante resolución de las especificaciones de detalle, previo trámite de audiencia y remisión al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) para que, en el marco de sus competencias, pueda emitir informe en los términos previstos en el artículo 80.4 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

A estos efectos, la CNMC ha coordinado a lo largo del año 2024 y 2025, un grupo de trabajo para la definición de los criterios para el cálculo de la capacidad de acceso de la demanda a las redes que van a ser aprobadas mediante estas especificaciones de detalle. En el grupo de trabajo han participado tanto los gestores de las redes de Distribución como de Transporte y el MITERD.

Después de los correspondientes periodos de consulta de las propuestas iniciales a los interesados y tras el análisis y consideración de los puntos de vista de los distintos sujetos, con fecha 24 de marzo de 2025 tuvo entrada en la CNMC la “Propuesta de Especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso a la red de transporte y a las redes de distribución”, remitida por los gestores de la red de distribución y acompañada de las memorias justificativas que razonan la inclusión o no de las observaciones resultantes de las consultas conducidas.

Una vez analizada la propuesta remitida por los gestores de la red de distribución, conforme a la establecido en el artículo 18.f) de la Circular 1/2024, de 27 de septiembre, se han introducido las modificaciones que se han considerado necesarias de acuerdo con lo indicado en el apartado 5 y, se procede a efectuar el correspondiente trámite de audiencia de la propuesta revisada.

4. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

La propuesta de resolución que se somete a audiencia consta de 7 resueltas y un anexo.

En primer lugar, se aprueban las especificaciones de detalle para el cálculo de la capacidad de acceso a las redes de distribución.

En segundo lugar, se indican qué datos, referencias y cálculos de los contenidos en estas especificaciones de detalle se deben indicar en el caso de denegación de dichos permisos de acceso y conexión.

En tercer lugar, se aclara que para poder valorar la viabilidad de la conexión de acuerdo con lo regulado en el anexo IV.3 de la Circular 1/2024 de aquellas instalaciones que estén exceptuadas del cumplimiento de alguno de los requisitos técnicos recogidos en los Reglamentos Europeos de Conexión, se deberá aportar la Resolución por la que se reconozca la excepción por parte de la autoridad competente conforme a lo establecido en el artículo 50 del Reglamento (UE) 2016/1388. La valoración de la viabilidad tendrá en consideración las excepciones de cumplimiento establecidas en la citada Resolución de excepcionalidad así como el periodo temporal de vigencia de estas. Si no se aporta ese documento se deberá denegar la solicitud por inviabilidad de la conexión y no será preciso realizar ningún estudio de capacidad de acceso.

En cuarto lugar, se regula un resuelve transitorio sobre varios asuntos:

- las referencias realizadas en el anexo I a los permisos de acceso flexibles no serán de aplicación hasta que se regulen dichos permisos;
- los criterios sobre la calidad de onda que aplicarán los distribuidores serán los establecidos en sus propias especificaciones particulares hasta que no se desarrolle la normativa de aplicación;

En quinto lugar, se regula que los coeficientes de simultaneidad de las instalaciones de almacenamiento y de recarga de VE se revisarán cuando se disponga de información suficiente y representativa del funcionamiento real de estas instalaciones. Adicionalmente se incluye la posibilidad de crear nuevos coeficientes para diferentes tipologías de demanda como CPDs o electrolizadores (dado que los coeficientes se basan en datos de consumo históricos, se añadirán cuando se conozcan sus patrones de funcionamiento habituales).

En sexto lugar, se establece que los gestores de red deberán comunicar a las CC. AA. MITERD y CNMC los contratos técnicos de acceso para el acceso a los puntos frontera formalizados entre distribuidores y transportista cuando en estos, el distribuidor se haya comprometido a un cierto grado de apoyo a la red de transporte.

En séptimo lugar, la presente resolución surtirá efectos al día siguiente al de su publicación en el “Boletín Oficial del Estado”.

La primera publicación de los mapas de capacidad de acceso tendrá lugar el 9 de septiembre de 2025. Las solicitudes de permisos de acceso que se presenten desde esa fecha se evaluarán de acuerdo con lo regulado en esta resolución.

Por otro lado, el anexo desarrolla los criterios técnicos homogéneos en todo el territorio nacional para evaluar la capacidad de acceso a la red de distribución para las instalaciones de demanda de energía eléctrica, tanto nuevas como modificación de las existentes, definidos en el anexo III de la Circular 1/2024, de 27 de septiembre y se divide en los siguientes apartados:

4.1. Objeto y ámbito de aplicación

Estas especificaciones son de aplicación a los sujetos que participan en la solicitud y otorgamiento de los permisos de acceso y conexión a las redes de distribución asociados a la demanda, siendo éstos los siguientes:

- Los gestores de la red de distribución (en adelante “**GRD**”).
- Los titulares de instalaciones de demanda, o de almacenamiento en los términos previstos en el artículo 6.3 del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, con conexión a la red de distribución.
- Los solicitantes y tramitadores de los permisos de acceso y conexión, incluidos los promotores de planeamientos urbanísticos.

Definiciones

Se han considerado las definiciones incluidas en el Anexo II de la Resolución de 27 de junio de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución. Además, se emplean términos comunes del sector eléctrico (por ejemplo: centro de transformación, subestación) que ya se encuentran definidos en la regulación (por ejemplo, el Real Decreto 842/2002 y el Real Decreto 337/2014). No obstante, se ha considerado necesario modificar algunas definiciones y añadir otras para adaptarlas a las necesidades específicas de las instalaciones de demanda.

En este sentido, se han modificado las siguientes definiciones:

- Red mallada con apoyo efectivo: Se propone una nueva redacción que permite concretar los requisitos que debe cumplir una red mallada para considerar que dispone de apoyo efectivo.
- Capacidad de acceso firme a un punto de conexión a la red de distribución: Puesto que las nuevas Especificaciones de Detalle tienen por objeto desarrollar los criterios técnicos homogéneos en todo el territorio nacional para evaluar la capacidad de acceso a la red de distribución para las instalaciones de demanda de energía eléctrica definidos en el anexo III de la Circular 1/2024, se considera necesario

adecuar la definición desde el punto de vista técnico de la capacidad de acceso firme.

- Factor de contribución: Se adapta la definición del factor de contribución de un nudo i sobre una rama j (línea o transformador) a las instalaciones de demanda.

Por otro lado, se han añadido las siguientes definiciones:

- Demanda/generación singular: En los últimos años se está recibiendo un volumen elevado de solicitudes asociadas a grandes demandas localizadas en un punto de consumo, como la proveniente de las instalaciones asociadas a instalaciones de recarga de vehículos eléctricos, la producción de hidrógeno, las fábricas de baterías, la electrificación de puertos, la descarbonización de la industria o nuevas demandas asociadas a la digitalización de la economía como los centros de procesamiento de datos. Por este motivo se considera relevante, por su impacto en la capacidad de acceso en la red de distribución, establecer una definición de aquellas instalaciones de demanda o generación que puedan tener un impacto relevante en la capacidad de acceso.
- Rama: Se propone una definición de este concepto, que es común en la terminología de los análisis de las redes eléctricas, pero desconocido para los sujetos a los que les resulta de aplicación las especificaciones.
- Coeficiente de simultaneidad: Para la determinación de la capacidad de acceso en las redes de distribución para las instalaciones de demanda debe determinarse, en cada elemento de la red, la demanda máxima prevista en dicho elemento. Para ello deben establecerse unos coeficientes de simultaneidad que permitan determinar la simultaneidad de las diferentes instalaciones de consumo conectadas o con permisos en vigor, tanto en el nivel de tensión al que se conectan como en niveles de tensión superiores.
- Potencia nominal: Las líneas y transformadores, que forman la red de distribución, por sus características constructivas tienen una potencia nominal de fabricación. Pero en función de sus condiciones de instalación y explotación esta potencia puede variar. Se incluye esta definición de la potencia nominal de las líneas y los transformadores de la red de distribución para aclarar que en los cálculos, para determinar la capacidad de acceso, se debe tener en cuenta la capacidad definida por el fabricante en condiciones específicas de la instalación, de forma que se cumplan las condiciones de calentamiento o de funcionamiento en régimen permanente definidas por el fabricante y cumpliendo con lo

establecido en los reglamentos de seguridad industrial.

4.2. Consideraciones generales para el cálculo de la capacidad de acceso firme

La capacidad de acceso resultante de aplicar estas especificaciones de detalle será capacidad de acceso firme.

Asimismo, se considera necesario incluir en las especificaciones de detalle de demanda el término de “agrupación” para permitir que el estudio de capacidad de acceso firme de las solicitudes se pueda realizar conjuntamente como si de una instalación se tratara, cuando se cumplan los criterios establecidos. A efectos de evaluar la capacidad de acceso firme y la necesidad del informe de aceptabilidad, la capacidad a considerar será la suma de las capacidades de las instalaciones unitarias que integren la agrupación. Por lo tanto, el concepto de agrupación es únicamente a los efectos del análisis de la capacidad de acceso y la valoración de si es necesario un informe de aceptabilidad o no, pero no implica que las instalaciones sean un único punto de suministro y cada una mantiene su orden de prelación.

Por otra parte, se incluye una consideración para suministros complementarios o de seguridad, que se definen según lo establecido en el artículo 10 del RD 842/2002 y el artículo 27 del RD 1048/2013.

Las solicitudes objeto de estudio se considerarán con un factor de potencia 0,95 inductivo a efectos de la evaluación de los criterios de capacidad desarrollados en las presentes especificaciones de detalle. Es preciso aclarar que este factor de potencia no es de aplicación para el proyecto de cálculo de la instalación, el cual deberá cumplir con los requisitos de factor de potencia regulados en los reglamentos de seguridad y calidad industrial.

4.3. Determinación del punto de conexión para la evaluación de la capacidad de acceso de la demanda

El artículo 10 del RD 1183/2020 regula el inicio del procedimiento de acceso y conexión estableciendo exclusivamente para las solicitudes de instalaciones de generación de más de 100 kW la obligación de identificar el punto de la red donde quieren conectarse.

Por tanto, el primer paso para realizar el estudio específico de una solicitud de acceso y conexión de demanda a la red de distribución es determinar sobre qué punto de la red se va a realizar. La elección de este punto debe cumplir con lo establecido en el RD 1048/2013, es decir, se deben tener en cuenta criterios de

desarrollo y de operación al mínimo coste de las redes de distribución garantizando la calidad de suministro.

Además, en esta sección se definen las capacidades de acceso máximas y mínimas para solicitudes de acceso y conexión correspondientes a un único suministro que pueden admitir las redes de distribución por nivel de tensión. También se establecen los valores correspondientes al máximo incremento permitido de longitud de línea existente en conexión entrada/salida en función de la tensión del punto de conexión.

Para las capacidades de acceso máximas y mínimas para solicitudes de acceso y conexión para un único suministro o agrupación, que pueden admitir las redes de distribución, se incluye una tabla homóloga a la incluida en las especificaciones de detalle de generación, ya que los condicionantes técnicos son los mismos, en la que:

- Se adaptan los valores de capacidades máximas/mínimas a las particularidades de la demanda.
- Se incluye una columna adicional para la capacidad de acceso máxima a solicitar en línea de MT principal.

En el caso que no se pueda atender la totalidad de la capacidad de acceso de demanda solicitada por distintos expedientes que forman parte de la agrupación, se asigna la capacidad de acceso de demanda disponible acorde con la prelación temporal de los expedientes que conforman dicha agrupación. Dicha agrupación únicamente se considera a efectos de la evaluación de la capacidad de acceso para evitar la fragmentación de proyectos.

La capacidad de acceso máxima de conexión en cualquier punto de la red de baja tensión será determinada por el gestor de la red de distribución con base en criterios que persigan un desarrollo racional y óptimo de la red, ya que pueden ser muy variables en función de las características particulares de cada red.

La referida tabla no aplica para solicitudes de planeamientos urbanísticos ni para solicitudes que incluyan varios suministros que no se puedan considerar una agrupación, puesto que en estos casos el punto de conexión sobre el que se va a determinar la existencia de capacidad de acceso no se corresponderá con el futuro punto frontera de las instalaciones de consumo finales.

Por otra parte, para nuevas instalaciones que impliquen una entrada/salida de una línea de distribución para la conexión de un único suministro, se realizarán preferentemente en las inmediaciones de la traza de la línea, estableciéndose

unas distancias para los diferentes niveles de tensión en la resolución. Estos valores de longitud responden a la operativa habitual de los gestores de la red de distribución y su finalidad es evitar prolongar la red de distribución de forma innecesaria. Incrementar estos valores supone por una parte incrementar los costes del sistema y por otro lado, aumentar la caída de tensión.

4.4. Escenario de estudio

Al evaluar una solicitud de demanda se delimita una zona de estudio en la red. Para definir con precisión la zona de estudio que se ve influenciada por la solicitud, se ha establecido un factor de contribución. Este factor permite acotar técnicamente la zona de estudio a un área cuyos elementos de red pueden verse afectados por la incorporación de la instalación en estudio, denominada zona de influencia. Esta zona se define en función del incremento en la proporción de los flujos en las distintas ramas (líneas y transformadores) que la solicitud provoca.

Para reflejar en el estudio de la solicitud unas hipótesis lo más cercanas posibles a la realidad en el momento de la conexión, se han considerado en el escenario de estudio las infraestructuras de red existentes y contempladas en la planificación vigente de la red de transporte y distribución. En el caso de la red de distribución, se consideran las instalaciones del primer año recogido en los planes de inversión trienales, de forma homóloga a lo establecido en las especificaciones de detalle de generación. En este sentido cabe decir que la Ley del Sector Eléctrico establece que las redes a considerar para calcular la capacidad de acceso son las incluidas en los planes de inversión aprobados por la Administración General del Estado, por lo que no es posible tener en cuenta otras redes.

En cuanto a las instalaciones de generación, almacenamiento y consumo, tanto en el punto de conexión como en los demás nudos de la red que pudieran influir en dicho punto, se considerarán tanto las existentes como aquellas con mejor prelación en el proceso de tramitación de permisos. Para determinar cuáles son estas instalaciones y su potencia a considerar, es necesario tener en cuenta la vigencia de los permisos de acceso y conexión y de los derechos de extensión de dichas instalaciones.

Caducidades y vigencia de los derechos de extensión

A efectos de calcular cuales son las instalaciones existentes en la red en el escenario de estudio, los gestores de la red no deben tener en cuenta los permisos de acceso y conexión que han caducado.

Caducidades de los permisos de acceso y conexión

Los permisos de acceso y conexión son los documentos que se otorgan para el uso de la red¹ y para poder conectar una instalación² y se deben obtener **previamente al uso y la conexión a la red³**.

Con carácter general, las solicitudes de acceso y conexión de la demanda culminan con la formalización de un contrato de acceso (ATR) que contiene las condiciones económicas asociadas al pago de peajes y cargos y en su caso, al suministro de energía eléctrica.

En el caso de permisos de acceso y conexión para la conexión de instalaciones de demanda, la LSE contempla que la caducidad se producirá a los cinco años desde su obtención⁴ si no se formaliza para ese suministro un contrato de acceso en dicho plazo. Dicha caducidad automática también se producirá si el contrato no se mantiene por la potencia señalada durante un periodo determinado que **será determinado reglamentariamente**.

En este sentido, el artículo 26.5 del RD 1183/2020⁵ regula las potencias a contratar y el periodo durante el que se tiene que mantener el primer contrato ATR que se formaliza desde la obtención de los permisos para las instalaciones que están conectadas a una tensión superior o igual a 36 kV.

Por lo tanto, en relación con esos supuestos de potencias, para mantener la vigencia de un permiso de acceso y conexión se debe formalizar un contrato

¹ RD 1183/2020: Permiso de acceso: aquél que se otorga a la que se conecta una instalación de producción de energía eléctrica, almacenamiento para posterior inyección a la red, consumo, distribución o transporte. El permiso de acceso será emitido por el gestor de la red.

² RD 1183/2020: Permiso de conexión a un punto de la red: aquél que se otorga una instalación de producción de energía eléctrica, almacenamiento para posterior inyección a la red, consumo, distribución o transporte a un punto concreto de la red de transporte o, en su caso, de distribución. El permiso de conexión será emitido por el titular de la red.

³ RD 1183/2020: Los sujetos referidos en el párrafo a) del apartado 1 del artículo 3 que deseen conectar a la red de transporte o de distribución sus nuevas instalaciones, deberán obtener previamente permisos de acceso y de conexión a la red.

⁴ O, si su obtención es anterior a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, a los cinco años de la entrada en vigor de dicho real decreto-ley.

⁵ *se producirá la caducidad automática de los permisos de acceso, y en su caso de acceso y conexión, para el suministro de instalaciones de demanda, cuyo punto de conexión esté en una tensión igual o superior a 36 kV en aquellos casos en que los titulares de dichos permisos no hubieran formalizado en el plazo de 5 años un contrato de acceso por una potencia contratada en el periodo P1 de al menos un 50 % de la capacidad de acceso concedida en el permiso de acceso. **Este contrato deberá mantenerse por al menos un plazo de 3 años por esa potencia u otra superior, produciéndose la caducidad automática del permiso de acceso y conexión en caso contrario.** El plazo de 5 años se computará desde el otorgamiento del permiso de acceso.*

ATR por una potencia determinada en la norma y mantener un contrato ATR en unas condiciones determinadas durante al menos 3 años desde la primera conexión. Si no se cumpliera con estos requisitos el permiso caducaría **automáticamente**.

Para las instalaciones conectadas a una tensión inferior a 36 kV, la excepción de la caducidad estaría hecha a sensu contrario por el artículo 26.5 del RD 1183/2002, lo que determinaría que están exentos de caducidad los permisos de acceso y de conexión para instalaciones de demanda cuyo punto de conexión tenga un nivel de tensión inferior a 36 kV, por lo que hasta que el Gobierno no regule una caducidad para estos permisos se deben considerar que están exentos de caducidad.

Vigencia de los derechos de extensión ante rescisión del contrato ATR

Con independencia de que exista caducidad o no de los permisos de acceso y conexión, el hecho de que se haya cumplido el requisito para la no caducidad de un permiso de acceso y conexión, no significa que esa instalación mantenga sine die su derecho de uso y conexión a la red porque estas instalaciones también deben cumplir con el resto de normativa vigente.

Reglamentariamente, tanto en la normativa anterior a la Ley 24/2013⁶ como en la normativa vigente, también se regulan los derechos de extensión y su vigencia. Los derechos de extensión están asociados a todas las infraestructuras eléctricas de nueva extensión de red necesarias para atender un suministro. Siendo los pagos por derechos de extensión la contraprestación económica a pagar a la empresa distribuidora por el solicitante de un nuevo suministro, o de la ampliación de potencia de uno ya existente, por las instalaciones de nueva extensión de red necesarias que sean responsabilidad de la empresa distribuidora.

En este sentido, el artículo 28 del RD 1048/2013 regula la vigencia de los derechos de extensión, en los siguientes términos: “1. ***En caso de rescisión del contrato de suministro los derechos de extensión se mantendrán vigentes para la instalación y/o suministro para los que fueron abonados durante un periodo de tres años para baja tensión y de cinco años para alta tensión.***”

Por lo tanto, si una instalación rescinde su contrato de acceso solo mantiene los derechos de extensión asociados durante *tres años para baja tensión y de cinco años para alta tensión* desde dicha rescisión. Por lo tanto las instalaciones cuyo contrato ATR lleve más de 3 años en BT o 5

⁶ Ver redacción original del artículo 45 y 49 del RD 1955/2000

años en AT dado de baja no se deben considerar para el cálculo de la capacidad de acceso. Esta normativa es coherente con un uso eficiente de las redes. La red de distribución puede ser ampliada y reforzada para atender una solicitud de suministro, pero cuando ese suministro cesa su actividad, esa red de distribución debe ser ofrecida a terceros.

Vigencia de las potencias adscritas a la instalación

En cuanto a las vigencias de las potencias cabe decir que la LSE regula que para que un permiso de acceso y conexión no caduque se deberá formalizar un contrato ATR por una potencia determinada proporcional a la capacidad de acceso otorgada y mantenerlo por la potencia señalada durante un periodo determinado. La cuantía mínima de potencia a contratar y el plazo mínimo que deberá mantenerse dicho contrato será establecida reglamentariamente por el Gobierno.

Para el suministro de instalaciones de demanda, cuyo punto de conexión esté en una tensión igual o superior a 36 kV, el RD 1183/2020 regula que la potencia contratada en el periodo P1 tiene que ser de al menos un 50 % de la capacidad de acceso concedida en el permiso de acceso y que el contrato ATR deberá mantenerse, al menos un plazo de 3 años, por esa potencia u otra superior.

Por lo tanto, para mantener la vigencia de un permiso de acceso y conexión por toda la potencia concedida (en el caso de instalaciones de tensión igual o superior a 36 kV) se debe formalizar un contrato ATR por una potencia en P1 de al menos el 50% de la capacidad de acceso concedida, y mantener ese contrato ATR por esa potencia u otra superior durante al menos 3 años desde la primera conexión. Si no se cumpliera con estos requisitos el permiso caducaría **automáticamente**.

Ahora bien, como se ha indicado anteriormente, esto no significa que una instalación que ha cumplido con estos requisitos (sea de tensión igual o superior a 36 kV, o sea de tensión inferior a esa cuantía) mantenga sine die su derecho de uso y conexión de la red por esa potencia porque estas instalaciones también deben cumplir con el resto de normativa vigente.

Reglamentariamente también se regula la vigencia de la potencia asociada a los derechos de extensión en los siguientes términos (artículo 28 del RD 1048/2013): *“2. En el caso de que el usuario contrate una potencia inferior a la potencia vinculada a los derechos de extensión vigentes en el momento de solicitar dicho contrato, los derechos de extensión mantendrán su vigencia por un período de tres años para baja tensión y de cinco años para alta tensión.”*

Por lo tanto, si se contrata una potencia inferior a la vinculada a los derechos de extensión, los derechos de extensión por esa potencia mantienen su vigencia durante un periodo de tiempo (3 años en baja tensión y 5 en alta tensión) y luego se pierden. La red de distribución puede ser ampliada y reforzada para atender una solicitud de suministro, pero cuando ese suministro no hace uso de la capacidad otorgada en su día, esa capacidad ociosa de la red de distribución debe ser ofrecida a terceros.

Por lo tanto, teniendo en cuenta la normativa vigente, la potencia otorgada en el permiso de acceso y conexión mantiene su vigencia si el titular del punto de suministro formaliza un contrato ATR (en el caso de instalaciones conectadas a potencia igual o superior a 36kV; con una potencia en P1 de la menos el 50% de la potencia otorgada en el permiso y la mantiene durante tres años). Al cabo de los 3 o 5 años desde la formalización del contrato ATR según corresponda será de aplicación lo regulado en el artículo 28 del RD 1048/2013.

En los casos en los que al formalizar el primer contrato ATR tras obtener los permisos de acceso y conexión se contrate una potencia inferior al 50% de la capacidad otorgada (instalaciones conectadas a tensión igual o mayor a 36 kV), la normativa regula una caducidad automática en estos casos⁷, de tal manera que, la potencia de los permisos de acceso y de conexión solo se mantendría respecto de la parte de la capacidad otorgada para la que se haya formalizado el ATR⁸.

4.5. Previsiones de funcionamiento

En primer lugar, para aprovechar la información disponible de los contadores horarios y facilitar que aparezca capacidad, las previsiones de funcionamiento de las instalaciones de generación y consumo puestas en servicio, tanto en el punto de conexión para el que se solicita el permiso como en los restantes nudos de la red que pudieran tener influencia en dicho punto de conexión, se realizarán utilizando registros históricos de medida correspondientes a la máxima demanda neta simultánea de un año representativo. Se considerarán los registros

⁷ De conformidad con lo establecido en el artículo 33.8 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, se producirá la **caducidad automática** de los permisos de acceso, y en su caso de acceso y conexión, para el suministro de instalaciones de demanda, cuyo punto de conexión esté en una tensión igual o superior a 36 kV en aquellos casos en que los titulares de dichos permisos no hubieran formalizado en el plazo de 5 años un contrato de acceso por una **potencia contratada en el periodo P1 de al menos un 50 % de la capacidad de acceso concedida en el permiso de acceso**. Este contrato deberá mantenerse por al menos un plazo de 3 años por esa potencia u otra superior, produciéndose la caducidad automática del permiso de acceso y conexión en caso contrario. El plazo de 5 años se computará desde el otorgamiento del permiso de acceso.

⁸ La caducidad de los permisos de acceso y de conexión por la razón a la que se refiere el párrafo anterior, solo se producirá respecto de la parte de la capacidad otorgada para la que no se haya formalizado un contrato de acceso o por aquella por la que no se haya mantenido la duración mínima requerida

históricos con las medidas disponibles de potencia activa, potencia reactiva y tensiones para construir con las herramientas de análisis de redes el caso más desfavorable.

La utilización de medidas horarias permite internalizar en el cálculo el perfil real de consumo y generación en el nudo de estudio, propiciando un aprovechamiento máximo de las infraestructuras ya existentes y saturación real de las redes.

Para determinar el año representativo **se analizarán los últimos 5 años** para asegurar que los registros considerados sean lo suficientemente característicos de la situación analizada y que se consideran todas las instalaciones con derechos de extensión vigentes. Por lo tanto, no se realiza el análisis sobre los registros exclusivos del año anterior, sino que se analizan los últimos 5 años.

Se considera que al analizar los 5 últimos años se tienen en cuenta los derechos de extensión realmente vigentes por lo que se compagina la necesidad de maximizar el uso de las redes con los derechos de acceso vigentes de los consumidores.

Aunque con carácter general se utilizará la máxima demanda neta simultánea, en ciertas zonas se ha constatado que la situación más desfavorable, debido a la topología de la red, no se corresponde con dicha máxima demanda neta simultánea sino con la máxima demanda y máxima generación. Fuera cual fuera la situación, el distribuidor siempre se basará en registros históricos con un rango temporal lo suficientemente representativo (últimos 5 años) para determinar el funcionamiento de las instalaciones de un modo fiable. En los casos en los que se deniegue la solicitud, los gestores de la red deberán justificar por qué no se considera el escenario de máxima demanda neta.

En casos excepcionales donde no se disponga de medida, la demanda máxima se obtendrá a partir de la potencia contratada por las instalaciones, aplicando los coeficientes de simultaneidad. En los casos en los que se deniegue la solicitud los gestores de la red deberán justificar por qué no se dispone de medidas para construir el escenario.

Por otro lado, hay que tener en cuenta que la capacidad de acceso firme es la potencia activa máxima que puede ser atendida con garantía de suministro durante todas las horas del año, por lo tanto, en los estudios de capacidad se debe analizar la situación de los grupos generadores de la zona. Así, para evitar situaciones en las cuales el gestor de la red adolece de falta de información sobre el cierre de algunas centrales y evitar que la nueva solicitud de demanda tenga una dependencia del funcionamiento o no de generadores relevantes (generador

o almacenamiento singular), situación más gravosa cuando los generadores están conectados en una línea con dicha demanda, los estudios para el cálculo de la capacidad de acceso firme se harán considerando que el mayor generador o almacenamiento singular de la zona no esté en funcionamiento.

Asimismo, tampoco se considerarán en el estudio aquellas instalaciones de producción con fecha de cierre definitivo. Además, las instalaciones de generación que aún no están conectadas no se considerarán en los análisis, todo ello con el objetivo de que no se concedan capacidades dependientes de instalaciones de generación de las que no existe certeza de su puesta en servicio. Por este mismo motivo, en el caso líneas con configuración en antena, que no dispongan de alimentación alternativa, la generación conectada en dicha antena no se tendrá en cuenta en el estudio de cálculo de la capacidad de acceso firme de la demanda ya que la indisponibilidad de la generación podría provocar el corte de suministro a clientes conectados en dicha línea.

En cuanto a las instalaciones de la red de transporte y distribución existentes se tendrán en cuenta los compromisos adquiridos en los Contratos Técnicos de Acceso formalizados entre los gestores de las redes en sus puntos frontera.

Cuando se trate de instalaciones de consumo aún no conectadas se considerarán las capacidades de acceso otorgadas en los permisos de acceso y conexión, con coeficientes de simultaneidad en su caso.

Para las instalaciones que dispongan de permisos de acceso flexibles se tendrá en cuenta las condiciones de funcionamiento de dichos permisos.

La solicitud en estudio se considerará demandando una potencia igual a la capacidad solicitada, pero si la solicitud responde a un multisuministro se aplicará la simultaneidad que corresponda en función de su tipología, para reflejar así la probabilidad de que esos suministros dentro del conjunto de la solicitud están consumiendo al mismo tiempo.

Por último, siempre que suponga un aumento de la capacidad disponible, en función de la información disponible y el nivel de digitalización de la red a estudio, se podrán considerar dentro del escenario de estudio, diferentes situaciones según distintas previsiones de funcionamiento de generación y/o demanda y aplicar análisis técnicos de carácter probabilístico, que permitan admitir otros valores límite en los parámetros de control en los casos que el gestor de la red de distribución determine que se puedan presentar en las redes de distribución afectadas. En este sentido se ha incorporado al cálculo de la capacidad las posibilidades que ofrecen los activos digitales incorporados al sistema en los últimos años y que proporcionan la posibilidad de mejorar la capacidad de las

líneas de manera sustancial y mantenida en el tiempo, más allá de los valores de referencia de las instalaciones físicas estandarizadas. De esta forma, las inversiones a cargo del sistema realizadas en los últimos ejercicios revertirán ampliado las posibilidades de acceso de los agentes.

4.6. Consideraciones sobre la demanda singular

Las EEDD definen la demanda singular como aquella que tiene una capacidad de acceso vigente o solicitada en los permisos que suponga más del 20% del umbral de capacidad de acceso máxima por nivel de tensión establecida.

En la evaluación del escenario de estudio, en el caso de una solicitud de demanda singular, las especificaciones de detalle regulan un escenario para que estas solicitudes no agoten la potencia disponible en un nudo.

Los distribuidores son responsables **de garantizar que su red tenga capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de distribución de electricidad** (El artículo 5 del RD 1048/2013 y artículo 40 de la LSE). Asimismo, los distribuidores tienen que elaborar anualmente las previsiones relativas a la demanda para un horizonte de cuatro años, así como sobre las capacidades y margen de reserva de sus redes de distribución y subestaciones.

Para poder determinar qué se considera una demanda razonable hay que tener en cuenta, entre otras cuestiones, qué infraestructuras o refuerzos de las redes existentes deben ser asumidos por los distribuidores. En este sentido, desde el punto de vista retributivo, el RD 1048/2013 establece una distinción entre Extensión Natural de Red (ENR) e instalaciones de Nueva Extensión de Red (NER)⁹. De manera simplificada las instalaciones de NER son infraestructuras

⁹ “a) «Extensión natural de las redes de distribución»: a los refuerzos o adecuaciones de las instalaciones de distribución existentes a las que se conecten las infraestructuras necesarias para atender los nuevos suministros o la ampliación de los existentes, **que respondan al crecimiento vegetativo de la demanda. Dichas infraestructuras deberán ser realizadas y costeadas por la empresa de distribución responsable de las mismas en la zona y reconocidas en la retribución correspondiente a cada distribuidor. [...]**

b) «Instalaciones de nueva extensión de red»: a las instalaciones o infraestructuras de red que sean necesarias realizar para la atención de solicitudes de nuevos suministros o ampliación de los existentes, **que no respondan a crecimientos vegetativos de la demanda**, desde la red de distribución existente hasta el primer elemento propiedad del solicitante, en las condiciones reglamentarias de seguridad, fiabilidad y calidad de servicio. **Asimismo, también tendrán la consideración de nueva extensión de red aquellos refuerzos que tienen por objeto incrementar la capacidad de algún elemento de la red existente, con el mismo nivel de tensión que la del punto de conexión y que de acuerdo con los criterios establecidos mediante orden ministerial supongan un aumento relevante en la potencia del**

para atender a crecimientos no vegetativos de la demanda y los refuerzos para incrementar la capacidad de la red existente, que supongan un aumento relevante de la potencia del elemento a reforzar. Las infraestructuras de NER serán abonadas por el solicitante.

En este sentido la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre¹⁰, establece las definiciones de crecimiento vegetativo y aumento relevante de potencia. Su artículo 8 regula que se considerará aumento relevante en la potencia de un elemento a reforzar de la red existente a aquellas actuaciones consistentes en ampliar la capacidad de dicho elemento de la red de distribución existente siempre que se cumplan, entre otras cuestiones, que la solicitud de un nuevo suministro o la ampliación de la potencia de uno existente **supere el 20% de la capacidad previa del elemento a reforzar**, con independencia del aumento en la capacidad de dicho elemento que finalmente decida llevar a cabo la empresa distribuidora.

Por lo tanto, **las redes de distribución deben ser dimensionadas con capacidad suficiente para atender una demanda razonable** no solo de sus crecimientos vegetativos sino también de aquellos refuerzos de red que no sean un aumento relevante de la potencia del elemento a reforzar, por lo tanto, es preciso conservar un 20% de la capacidad previa del elemento a reforzar para cubrir estos eventuales refuerzos. Para ello, la resolución contempla que los gestores de la red deberán considerar en la evaluación de capacidad de estas solicitudes, que existen instalaciones adicionales a las instalaciones puestas en servicio, funcionando por un 20 % de la capacidad del elemento limitante en el mismo nivel de tensión en el momento de la solicitud de demanda singular.

Este escenario de funcionamiento en caso de solicitudes de demandas singulares busca compaginar la maximización de la capacidad disponible con las obligaciones de los distribuidores del artículo 40 de la LSE, esto es, la obligación garantizar que su red tenga capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de distribución de electricidad. Si se establecieran escenarios iguales para demandas singulares se imposibilitaría a los distribuidores que cumplieran con su obligación de atender una demanda razonable, obligación establecida en la LSE.

elemento a reforzar. A estos efectos, se entenderá por solicitante la persona física o jurídica que solicita el suministro, sin que necesariamente tenga que contratar el mismo.”

¹⁰ La Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica

4.7. Consideraciones sobre las instalaciones de almacenamiento

Los titulares de las instalaciones de almacenamiento no asociado a un productor o a un consumidor son un sujeto distinto de la Ley 24/2013¹¹, por lo tanto, aunque se traten de instalaciones que en algún momento funcionen como demanda, no se les debería aplicar, con carácter general, las disposiciones de los consumidores ya que la garantía de suministro regulada en la Ley 24/2013 se limita al sujeto consumidor¹². Esta misma consideración ya fue realizada en el Informe al Proyecto de Real Decreto por el que se aprueba el reglamento general de suministro y contratación y se establecen las condiciones para la comercialización, agregación y la protección del consumidor de energía eléctrica (IPN/CNMC/023/24).

Las instalaciones de almacenamiento demandan energía de la red para dos usos claramente delimitados. Por un lado, consumen energía para sus servicios auxiliares¹³ y por otro lado demandan energía que posteriormente va a ser inyectada a la red. Por lo tanto, los titulares de las instalaciones de almacenamiento son por un lado sujetos consumidores por sus servicios auxiliares de producción, como el resto de las instalaciones de producción y por otro lado, demandan energía como actividad intrínseca a su propio funcionamiento de generador.

La demanda de energía de la red para ser inyectada en un momento posterior, práctica intrínseca a la propia actividad de producción de las instalaciones de almacenamiento, debe ser regulada teniendo en cuenta que estos suministros no tienen garantía de suministro. Hasta la fecha, las instalaciones de bombeo, que son las instalaciones de almacenamiento que operaban en el sistema eléctrico, no han sido consideradas sujetos consumidores ni han entrado en el ámbito de aplicación de la normativa relativa al suministro de energía. Se considera necesario mantener la distinción entre sujeto consumidor y sujeto que adquiere energía para posteriormente inyectarla a la red

¹¹ «Artículo 6. Sujetos. [...] h) Los titulares de instalaciones de almacenamiento, que son las personas físicas o jurídicas que poseen instalaciones en las que se difiere el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada, o que realizan la conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar para la subsiguiente reconversión de dicha energía en energía eléctrica. [...]»

Todo ello sin perjuicio de lo previsto en el artículo 5 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y de la posibilidad de que los sujetos productores, consumidores o titulares de redes de transporte y distribución puedan poseer este tipo de instalaciones sin perder su condición. [...]»

¹² «Artículo 7. Garantía del suministro. 1. Todos los consumidores tendrán derecho al acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en el territorio nacional, en los términos establecidos en esta ley y en las condiciones que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno. [...]»

¹³ Artículo 3 del RD 1110/2007. Servicios auxiliares de producción: son los suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la central

Ahora bien, a pesar de que la demanda de energía eléctrica realizada por las instalaciones de almacenamiento para posteriormente ser inyectada a la red no tiene garantía de suministro, los GRD no disponen en el momento de elaboración de esta resolución, de herramientas de control en tiempo real de las instalaciones ni habilitación normativa expresa para reducir su potencia en caso de necesidad. Por lo tanto, hasta entonces, transitoriamente, los análisis de capacidad de acceso de la energía que adquieren las instalaciones de almacenamiento se realizarán como si de un consumidor más se tratara. En estos casos será especialmente relevante el uso de otras previsiones de funcionamiento y parámetros de control previstos en el apartado 3.4.d).

Actualmente se están estudiando diversas alternativas para la aprobación de los permisos de acceso flexibles asociados a patrones de funcionamiento, a teledisparos u a otros mecanismos cercanos al tiempo real que se consideran son los permisos de acceso naturales para la energía que se adquiere para posteriormente ser inyectada a la red por las instalaciones de almacenamiento. El objetivo es que esta normativa se encuentre aprobada antes de finalizar el 2025, por lo que, a partir de su implantación, los análisis de las instalaciones de almacenamiento ya podrían realizarse con estos criterios flexibles.

Cabe recordar a este respecto, tal y como se indicó en la Memoria de la Circular 1/2024, que, en la medida que los permisos de acceso flexibles no tienen garantía de suministro tendrán unas condiciones específicas en la facturación de los peajes de transporte y distribución de electricidad. Su diseño será abordado en el marco de la revisión de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. Adicionalmente, este diseño podrá complementarse con el marco normativo que facilite que los permisos de acceso de las instalaciones de almacenamiento concedidos transitoriamente bajo criterios de acceso firme pasen a tener la consideración de acceso flexible.

Las EEDD están regulando el cálculo de la capacidad de acceso firme u ordinaria definida como la potencia activa máxima que puede ser atendida con garantía de suministro durante todas las horas del año. No obstante, es importante indicar que la obtención de un permiso de acceso firme o flexible para poderse conectar a la red no exime a estas instalaciones de participar en el mercado de producción y en sus servicios obligatorios en los términos que se regulen en la normativa de aplicación.

4.8. Coeficientes de simultaneidad

En primer lugar, hay que aclarar que los coeficientes definidos en estas EEDD son exclusivamente a efectos del cálculo de la capacidad de acceso y no se refieren a los coeficientes de simultaneidad para el cálculo de las previsiones de cargas definidos en los reglamentos de seguridad y calidad industrial.

Los coeficientes de simultaneidad se aplican para calcular:

- Las previsiones de funcionamiento de instalaciones de consumo puestas en servicio en casos excepcionales y previamente justificados en los que no se dispongan de datos para elaborar el año representativo (apartado 3.4 a) ii);
- Las previsiones de funcionamiento de instalaciones de consumo que dispusieran de permisos de acceso y conexión vigentes sin contrato de acceso o que dispusieran de una solicitud de permiso de acceso y conexión con prelación sobre la solicitud a evaluar; también incluye planeamientos urbanísticos e instalaciones de almacenamiento en modo demanda cuyos permisos no son flexibles (apartado 3.4 b) i);
- Las previsiones de funcionamiento de las nuevas solicitudes de demanda objeto de estudio de capacidad que correspondan a más de un suministro (entre ellos planeamientos urbanísticos residenciales o, industriales) (apartado 3.4 c) ii);

Además, los coeficientes de simultaneidad se aplican:

- Para determinar la capacidad máxima prevista en el punto de conexión sobre el que se realiza el estudio en las solicitudes multisuministro (planeamientos urbanísticos o agrupaciones); y,
- Para calcular el efecto de la potencia solicitada para una instalación sobre la red aguas arriba del punto de conexión a la que se conecta.

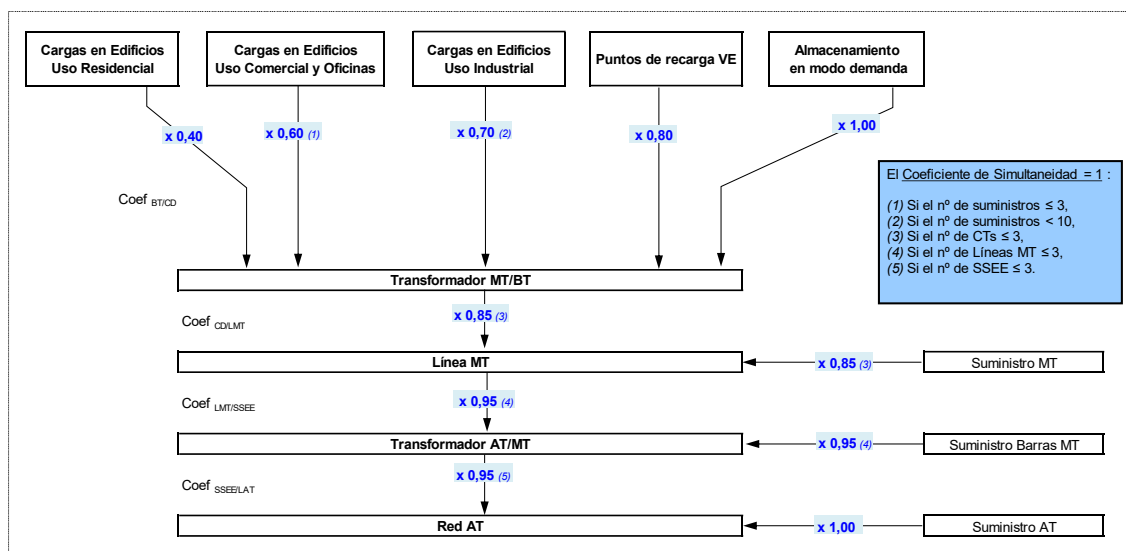
También se podrán aplicar coeficientes de simultaneidad en las circunstancias que se señala en el apartado 3.4 e) Otras previsiones de funcionamiento, del anexo I de la resolución.

Se aplicarán coeficientes de simultaneidad cuando el número de suministros o instalaciones de red a considerar sea superior a un valor definido. Cuando el número sea menor o igual a dicho número el coeficiente de simultaneidad será igual a 1.

En todos los casos, el valor de referencia es 3, excepto en el caso de cargas en edificios de uso industrial cuyo valor es 10, dado que es esperable que los suministros industriales estén sujetos a una curva de carga muy parecida entre

sí, con lo cual, el efecto de la agregación (simultaneidad) sólo se manifiesta a partir de un número ligeramente mayor (10) que, en el caso del resto de suministros, que tienen una mayor aleatoriedad en sus previsiones de funcionamiento.

Figura 4. Esquema de aplicación de los coeficientes de simultaneidad



Resaltar que el coeficiente de simultaneidad de 1 a instalaciones de almacenamiento en baja tensión se aplicará únicamente para una nueva solicitud de acceso y conexión o ampliación de una existente. Este coeficiente no se aplica a almacenamiento en instalaciones de autoconsumo.

Asimismo, se considera que la presencia de instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo sin almacenamiento no tiene por qué reducir el consumo en las horas pico de la red, por lo que no tiene influencia sobre el coeficiente de simultaneidad de dicha demanda eléctrica. En los casos en los que sí haya una reducción de la demanda pico debida al almacenamiento, esto se verá reflejado tanto en el histórico de consumo como en la potencia contratada que podrá ser menor. Para determinar las previsiones de funcionamiento de las instalaciones ya en servicio, el GRD utiliza los registros históricos de acuerdo con el apartado 3.4 a) de la resolución.

Los valores de los coeficientes de simultaneidad señalados en la resolución de las especificaciones de detalle han sido determinados teniendo en cuenta:

- los que se usan actualmente en cada caso, utilizados habitual e históricamente por todo el sector; es decir, el sector tiene gran experiencia en su uso.

- los que se utilizan para el dimensionamiento de las instalaciones a partir de la previsión de cargas en baja tensión (ITC-BT 10 del RD 842/2002),
- los que así venían siendo regulados en alguna normativa autonómica¹⁴; y,
- Adicionalmente, el uso de coeficientes de simultaneidad trata de minimizar el riesgo de evaluación de la carga estimada, sobre la base del uso de coeficientes promedio, que serían de aplicación independientemente de la zona y del tipo de suministro.

Los coeficientes de simultaneidad son necesarios para simular una carga prevista en el sistema, a partir de una solicitud de potencia (nominal). De esa manera, pueden utilizarse, por un lado, para estimar con mayor precisión el impacto real en la red de la demanda prevista, evitando agotar innecesariamente la capacidad disponible. Por otro lado, estos coeficientes, aplicados para los casos específicos señalados, garantizan que las capacidades otorgadas y comprometidas no serán previsiblemente inferiores a las demandas reales que se verán, posteriormente a la contratación, desde cada nivel de tensión, evitando que los conductores, los transformadores y, en general, los componentes eléctricos se sobrecarguen, lo que podría causar saturaciones, sobrecalentamientos y, finalmente, impactos en la calidad del suministro.

No obstante, la aplicación de coeficientes de simultaneidad a la potencia solicitada (nominal) de las nuevas solicitudes tendrá un efecto sólo transitorio sobre los flujos eléctricos previstos en las redes eléctricas a las que se conectan, ya que estas demandas, una vez conectadas y contratadas, pasarán a tratarse según sus datos históricos de medida real.

Es de resaltar que, por simplicidad, no se aplican coeficientes de simultaneidad a la potencia nominal de las solicitudes de generación (o que, equivalente, que el coeficiente de simultaneidad aplicable es igual a 1), debido a que la actual tipología de generación, habitualmente renovable, produce energía eléctrica generalmente de forma simultánea en cada zona, con raras excepciones. No obstante, al igual que en el caso de la demanda, el efecto de esta aproximación es utilizado únicamente en el análisis del nuevo permiso ya que los coeficientes dejan de aplicarse en el momento en que se pone en servicio la planta, utilizándose el histórico de la medida real a partir de ese momento.

Los coeficientes de simultaneidad se han utilizado históricamente en Ingeniería y, específicamente en Electrotecnia, y se han calculado a partir de estudios

¹⁴ Las competencias para determinar el acceso a la red son de ámbito nacional y corresponden a la CNMC. En el caso concreto del cálculo de capacidad de las redes de BT y a efectos de su dimensionamiento, sí se realizará la previsión de cargas mediante los coeficientes recogidos en el REBT o la normativa autonómica.

estadísticos y análisis de uso real de las instalaciones y demandas eléctricas. El proceso de cálculo ha incluido:

- Estudios de uso:

Se realizan estudios sobre el uso de la electricidad en diferentes tipos de demandas (residenciales, comerciales, industriales). Estos estudios observan cómo y cuándo se utilizan los equipos eléctricos, identificando patrones de consumo.

- Análisis estadístico:

Los datos recopilados se analizan estadísticamente para determinar la probabilidad de que varios equipos eléctricos funcionen simultáneamente (uso). Este análisis ayuda a establecer patrones y a identificar los momentos de mayor demanda (demanda punta).

- Determinación de coeficientes:

Sobre la base de esos resultados estadísticos, se establecen coeficientes de simultaneidad específicos para diferentes tipos de instalaciones y situaciones. Estos coeficientes reflejan la probabilidad de uso simultáneo de los equipos eléctricos.

- Validación y ajuste:

Los coeficientes propuestos se validan mediante pruebas y comparaciones con datos reales de consumo. Cuando ha sido necesario, se han ajustado para asegurar que sean representativos y aplicables en la práctica.

- Experiencia.

Finalmente, la experiencia en el uso de los coeficientes de simultaneidad propuestos garantiza el cumplimiento de los objetivos de fiabilidad de la red y de minimización de costes del sistema.

4.9. Evaluación de la capacidad de acceso

La conexión a una red de distribución de una nueva demanda puede producir sobrecargas, tensiones fuera de límites admisibles o perturbaciones relevantes en elementos muy distantes al punto de conexión, incluso en niveles de tensión diferentes o en redes gestionadas por otras empresas de distribución, lo que justifica la necesidad de esta sección para establecer los diferentes criterios de evaluación a realizar sobre el escenario de estudio.

Las evaluaciones de la capacidad de acceso a la red contemplarán los siguientes análisis:

- Dos análisis de carácter zonal: en condiciones de disponibilidad total de la red (apartado 3.6a)) y en condiciones de indisponibilidad (apartado 3.6b), en los que se evalúa el impacto que produciría la nueva demanda sobre todos los elementos o instalaciones sobre las que exista influencia de la red de distribución.
- Un análisis de potencia máxima a demandar en el punto de conexión (apartado 3.6.c)), en el que solamente se evalúa el porcentaje de saturación sobre el elemento o instalación en donde se encontraría el punto de conexión de la nueva demanda objeto de estudio.
- Otros tipos de análisis encaminados a evaluar las posibles perturbaciones que puedan afectar a la estabilidad o a la calidad de onda.

Las evaluaciones anteriores son complementarias entre sí, es decir, debe verificarse que en todas ellas se cumplen los criterios especificados.

Capacidad de acceso en condiciones de disponibilidad total

Partiendo de la base de que la capacidad de acceso firme de una instalación de demanda es la potencia activa máxima que puede ser atendida con garantía de suministro durante todas las horas del año, es necesario que, en condiciones de disponibilidad total, la nueva demanda objeto de estudio no produzca sobrecargas en ningún elemento de la red de distribución. Es decir, en condiciones de disponibilidad total no se podrá rebasar el 100% de la potencia nominal en ningún elemento de la red (línea o transformador). En este sentido, la potencia nominal queda definida como la potencia máxima admisible por un elemento de la red, considerando sus condiciones de instalación y explotación y cumpliendo con lo establecido en los reglamentos de seguridad industrial.

También será obligatorio garantizar que, en todos los elementos de la red, las tensiones se encuentran dentro de los límites reglamentarios establecidos en el artículo 104.3 del RD 1955/2000 para calidad de suministro individual.

Capacidad de acceso en condiciones de indisponibilidad

El análisis de la capacidad de acceso que se realice en condiciones de indisponibilidad solamente considera indisponibilidades simples, es decir de un único elemento de la red, y tendrá en cuenta todas las posibles maniobras que permitan reconfigurar la red para recuperar la máxima potencia posible.

Este análisis trata de respetar un diseño de red que permita el cumplimiento de la calidad de suministro zonal e individual, establecido en el Capítulo II del Título VI del RD 1955/2000. Se debe tener en cuenta, que la diferente exigencia entre las diversas zonas de calidad (urbana, semiurbana, rural concentrada y rural dispersa), así como el mayor nivel de responsabilidad de las redes, a medida que se eleva su nivel de tensión, sobre la calidad zonal y la calidad individual de los clientes conectados, ha influido en el diseño de la arquitectura y explotación de las redes por parte de los distribuidores. De esa forma, a medida que el nivel de exigencia de calidad de suministro es mayor, las redes van incrementando su nivel de mallado y de apoyo, siendo, por tanto, su máxima evolución hacia redes malladas con apoyo efectivo, que generalmente se diseñan en entornos urbanos y en redes de alta y muy alta tensión (≥ 30 kV). El objeto de este análisis es garantizar que la incorporación de la nueva demanda no deteriora el nivel de calidad percibido por el resto de los clientes ya conectados o con permisos emitidos.

De acuerdo con lo anterior, el análisis de la capacidad de acceso en condiciones de indisponibilidad se ha dividido en dos casos:

- en redes malladas con apoyo efectivo¹⁵ (apartado 3.6 b) i)), en donde el nivel de exigencia es alto para poder cumplir con el nivel de calidad de suministro requerido en algunos entornos o en redes de alta y muy alta tensión.
- y en redes malladas sin apoyo efectivo (apartado 3.6b) ii)), en donde, a pesar de no requerir estándares tan elevados de calidad, se trata de evitar la potencial degradación de la calidad percibida por los clientes ya conectados, que se provocaría por la incorporación de más demanda en la red y la reducción del grado de apoyo o socorro.

Se debe tener en cuenta que este análisis no aplica a redes no malladas (radiales o en antena), ya que la indisponibilidad simple de cualquier elemento provocará el corte de suministro a todos los clientes, al no existir ningún socorro posible. Consecuentemente, la incorporación de una nueva demanda no tendría impacto sobre la calidad percibida por el resto de los clientes. Es importante destacar que las subestaciones con único transformador pueden formar parte de redes malladas, ya que sus líneas subyacentes pueden estar conectadas con otras subestaciones colindantes. En este caso, sería necesario analizar el fallo simple del mismo y las maniobras de socorro desde otras subestaciones.

¹⁵ En el apartado 2 de Definiciones de las Especificaciones de Detalle de demanda se ha incluido la definición de “red mallada con apoyo efectivo”.

La capacidad de acceso en condiciones de indisponibilidad en redes malladas con apoyo efectivo solo se evalúa para solicitudes de acceso a niveles de tensión superior a 1 kV, ya que es a partir de este nivel de tensión donde existen requisitos de cumplimiento de calidad de suministro según la normativa de aplicación anteriormente mencionada.

En la evaluación de la capacidad de acceso en condiciones de indisponibilidad en redes malladas sin apoyo efectivo se tendrá en cuenta los mismos criterios del caso de redes malladas con apoyo efectivo (apartado 3.6 b) i)). No obstante, considerando su menor exigencia reglamentaria en la calidad de suministro, se permitirá una pérdida de mercado asegurando la reposición de al menos el 80% de la demanda afectada por la contingencia analizada tras la realización de las maniobras necesarias para la reposición del servicio y antes de la reparación del elemento de red indisponible. El objeto de este criterio es limitar el impacto de una contingencia simple, permitiendo, en caso de que la resolución de la avería pueda alargarse en el tiempo, la utilización de un número adecuado de equipos móviles, grupos electrógenos, etc. que permitan atender estos niveles de suministro.

En el análisis específico de una solicitud de demanda en condiciones de indisponibilidad simple, se utilizarán criterios de razonabilidad para determinar las condiciones en las que se puede admitir un cierto grado de sobrecarga respecto de la situación previa en elementos de red situados en niveles superiores de tensión al del punto de conexión, siempre que no se supere un determinado número de horas al año y un nivel máximo de sobrecarga. Estos criterios de razonabilidad se basarán en el posible empeoramiento que la incorporación de la nueva demanda provocaría en la saturación de los elementos limitantes. Dichos criterios de razonabilidad han de asegurar una operación segura de la red para poder garantizar la calidad de suministro a la demanda eléctrica. Por tanto, los umbrales identificados son más conservadores que los umbrales especificados en el Anexo II de la Resolución de 27 de junio de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución.

A efectos de evaluar los criterios de razonabilidad, se considerarán conjuntamente aquellas solicitudes que formen parte de una agrupación conforme a los criterios establecidos en el apartado 3.1 de las especificaciones de detalle de demanda.

Capacidad de acceso por potencia máxima a demandar en un punto

El estudio de capacidad de acceso por potencia máxima a demandar solamente evalúa el porcentaje de saturación del elemento de red de distribución sobre el que se encuentra el punto de conexión de la nueva demanda. Se deberá garantizar que no se supere un porcentaje de la capacidad máxima de acceso de dicho elemento, al objeto de que la conexión de una nueva demanda no sature completamente el mismo y permita mantener un margen de capacidad para poder atender el crecimiento vegetativo no considerado en el escenario de estudio, mientras se realizan los desarrollos necesarios que permitan incrementar la capacidad de la red. En este sentido, es necesario recordar la definición de crecimiento vegetativo establecido en la Orden IET/2660/2015, en donde, entre otros supuestos, incluye el crecimiento de demanda consecuencia de nuevos suministros con punto de conexión en niveles de tensión inferiores al del elemento de red considerado. y tener en cuenta que para la operación se necesita cierto margen en las instalaciones para poder realizar maniobras en la red de MT en caso de averías.

Esta limitación, en principio, no debería suponer una denegación de acceso, ya que generalmente es posible condicionarlo a la realización de refuerzos que permitan mantener los porcentajes indicados en este apartado. La única situación en que se podría producir una denegación del acceso es cuando no exista ningún refuerzo con viabilidad técnico-económica dentro del horizonte temporal de vigencia de los permisos, lo cual debería ser adecuadamente justificado por el gestor de la red.

La evaluación de la capacidad máxima de acceso en el punto de conexión en condiciones de disponibilidad total se define de forma distinta según el elemento de red:

- Para centro de transformación, la capacidad máxima se define como un porcentaje máximo de la potencia nominal de cada uno de los transformadores;
- Para máquina de transformación conectada en una subestación de transformación, la capacidad máxima se define como un porcentaje máximo de su potencia nominal y diferenciando por rangos de tensión;
- Para una línea de distribución, la capacidad máxima se define como porcentaje máximo sobre su potencia nominal del tramo más restrictivo que intervenga eléctricamente.

El criterio general de aplicación es dejar al menos un 10% de margen disponible. Sin embargo, en el caso de subestaciones con tensión primaria superior a 30 kV

se eleva al 15% por la necesidad de cubrir el crecimiento vegetativo durante un mayor tiempo, considerando los plazos medios de construcción de este tipo de instalaciones (>2-3 años).

Adicionalmente a lo expuesto, la demanda máxima que puede conectarse en un punto de la red de distribución está supeditada a la limitación de los elementos que la conforman en situación normal de explotación de forma que se permita la operación básica de la red y su mantenimiento, garantizando en todo caso, las condiciones de calidad de los suministros existentes. A este respecto, la calidad de suministro deberá realizarse con la fiabilidad esperada en el caso de que sea necesario modificar su explotación (fronteras) en caso necesario de, por ejemplo, realizar un mantenimiento programado.

En este sentido se fijan unos porcentajes máximos para evaluar la capacidad de acceso máxima a una línea de distribución respecto a su potencia nominal atendiendo a la posibilidad de explotación de la red teniendo en consideración la capacidad de apoyo al elemento más crítico de la red. Por ello en el caso de las líneas de categoría tercera se establece una diferenciación en función de las posibilidades atender el suministro mediante el apoyo desde otro punto de la red.

De esta forma, en el caso de las redes radiales (redes con origen en una subestación y que no tienen ningún tipo de apoyo) la operación básica establece que el elemento más crítico de la red que intervenga eléctricamente en el suministro de la nueva demanda deberá mantener la capacidad de atender el suministro del 90% de la red radial tras la consideración de la nueva demanda.

En el caso de las líneas apoyadas (con origen en la subestación que se unen a otra línea/s en un punto/s de apoyo) la maniobrabilidad de estas viene condicionada a la estructura de la red en conjunto, distinguiéndose dos casos:

- Apoyo simple (la línea tiene origen en una subestación y cuenta con el apoyo de otra línea). En esos casos el punto crítico deberá ser capaz de atender el suministro de la línea a la que se conecta y dar respaldo a la mitad del de la línea de apoyo. De ahí que dicho elemento crítico no podrá tener una saturación superior al 66% tras la conexión de la nueva demanda.
- Apoyo múltiple (la línea puede ser atendida desde dos o más líneas, bien en su totalidad, bien en diferentes puntos). En estos casos el punto crítico deberá ser capaz de cubrir el suministro de su línea y al menos la cuarta parte del suministro de las líneas para las que resulta ser respaldo. De ahí que dicho elemento crítico no podrá tener una saturación superior al 80% tras la conexión de la nueva demanda.

Otras condiciones de acceso

A diferencia de los estudios de los apartados 3.6 a), 3.6 b) y 3.6 c) de la resolución, donde se realiza un estudio de capacidad a partir de simulaciones de flujos de cargas sobre escenarios preestablecidos, en el apartado 3.6 d) los estudios son totalmente diferentes y van más encaminados a definir las medidas correctivas necesarias para evitar que los equipos receptores de la nueva instalación puedan generar perturbaciones inadmisibles, de acuerdo con los criterios regulados con la calidad de onda o sobre la estabilidad de la red. Hay que destacar que solamente en determinados casos es necesario realizar este tipo de estudios. Dichas medidas correctivas deberán ser evaluadas por el propio solicitante con la información facilitada en la propuesta previa.

Los consumidores tienen la obligación de no provocar perturbaciones en la red, y esta obligación conlleva adoptar las medidas necesarias en sus instalaciones particulares. Una situación distinta es la de aquellas demandas que son perturbadoras por su propia naturaleza (por ej. Metro, Hornos de arco, etc.); en estos casos, es donde se debe realizar una elección del punto de conexión que reúna las condiciones necesarias para asumir el impacto de una demanda perturbadora.

Por tanto, el cumplimiento de la normativa en cuestión de perturbaciones de la calidad de onda no se trata como un criterio de capacidad sino de idoneidad del punto de conexión propuesto. Para los suministros potencialmente perturbadores, la empresa distribuidora podrá analizar previamente a la conexión, si será necesaria la adopción de medidas que garanticen la no emisión de perturbaciones y advertir de la obligación de implementarlas. En casos en los que existan distintas alternativas con capacidad, según los criterios de estas especificaciones de detalle, se deberá proponer el punto de conexión en el que mejor se garantice que no existirán este tipo de perturbaciones.

En conclusión, las instalaciones de demanda no provocarán perturbaciones que alteren la calidad de servicio de los consumidores existentes y también deberán estar preparadas para soportar perturbaciones inducidas dentro de los márgenes reglamentarios. Es, por tanto, responsabilidad del promotor evaluar el grado de perturbaciones que provocará en la red, manteniéndolos dentro de los valores establecidos en la normativa y evitar perjudicar la calidad de servicio del resto de los clientes, respetando siempre la capacidad de acceso otorgada según los criterios anteriormente descritos. De hecho, en el punto i) del Anexo I de la Circular 1/2024 se indica la necesidad de aportar en la solicitud una declaración responsable de que la instalación cumplirá con la calidad de onda.

En el momento que se desarrolle una normativa nacional por parte de la Administración competente, que permita considerar metodologías de análisis de capacidad en base a la estabilidad de la red y la calidad de onda, estas serán implementadas. Mientras se produce este desarrollo como ya se ha indicado en el resuelve cuarto se ha habilitado a los gestores de la red incorporar los criterios sobre la calidad de la onda que se detallan en las Especificaciones Particulares de las empresas distribuidoras vigentes.

4.10. Mapas de capacidad

Para la elaboración de los mapas de capacidad de demanda, los distribuidores calcularán y publicarán las capacidades de demanda existentes en todos los nudos de las subestaciones AT/AT y AT/MT que operan, teniendo en cuenta tanto el escenario de estudio, las previsiones de funcionamiento, los coeficientes de simultaneidad como la máxima demanda adicional que podría añadirse, siguiendo los criterios regulados en este anexo.

La capacidad publicada se referirá a capacidad de acceso firme y no perturbadora.

Las capacidades de acceso publicadas deben considerarse como informativas, ya que están asociadas al momento de realización de los estudios, generalmente unos días antes de la publicación, y a su alta variabilidad por la entrada continua de solicitudes. En todo caso, esta información no condiciona la admisión a trámite de las solicitudes.

Asimismo, en aras a dar una información más precisa, se incluye la posibilidad de informar nudos con capacidad “0*” para indicar aquellos casos en los que existe la posibilidad de realizar refuerzos que incrementen la capacidad en mismo nivel de tensión del punto de conexión y con ejecución compatible con la vigencia de los permisos, en virtud de lo establecido en el artículo 21 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, y la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se establecen las definiciones de crecimiento vegetativo y aumento relevante de potencia y las compensaciones por uso y reserva de locales. En el mapa se incluirá una nota metodológica que describa que tipo de refuerzos se consideran.

4.11. Criterios para determinar la influencia de las instalaciones de demanda en otra red distinta de la que se soliciten los permisos, a los efectos de establecer la necesidad del correspondiente informe de aceptabilidad

Se definen los criterios para solicitar informes de aceptabilidad del distribuidor aguas abajo al distribuidor aguas arriba, cuyo objeto será la afección que la nueva solicitud puede tener sobre las instalaciones gestionadas por el distribuidor aguas arriba y que requiera un estudio de capacidad de acceso de sus redes, conforme a lo definido en el apartado 2 del Anexo V de la Circular 1/2024.

Con relación al valor de la capacidad de referencia inicial en la frontera que se adopte inicialmente, se define éste como el mayor valor de los siguientes:

- Capacidad de acceso vigente. Aplicaría a aquellos gestores de red que tengan permisos de acceso concedidos o acordados vigentes entre los gestores de red.
- Capacidad máxima histórica demandada en la frontera en los últimos 10 años, cuyo valor será incrementado en un 20%. El incremento de un 20% permite al gestor aguas abajo atender sus aumentos no relevantes de potencia conforme a lo establecido en la Orden IET 2660/2015 en su artículo 8 y permite una aplicación sencilla para buscar la capacidad técnica admisible disponible en la frontera entre el distribuidor aguas arriba y aguas abajo.

Una vez establecido el valor de la capacidad de referencia, el distribuidor aguas abajo deberá informar del porcentaje de ocupación de la capacidad de referencia cuando ésta supere el umbral del 80% de la capacidad de referencia. El motivo es que el distribuidor aguas arriba sea conocedor de este nivel de ocupación de la capacidad de referencia en la frontera, y, por tanto, pueda anticiparse adecuadamente a esta necesidad.

Por otro lado, el valor de capacidad de referencia deberá ser informada por el distribuidor aguas arriba a través de la plataforma de acceso y conexión definido en el apartado 6. Asimismo, dicho valor será el acordado entre los distribuidores que comparten fronteras.

Por otro lado, el valor de la capacidad de referencia únicamente se actualizará a través de una solicitud de un distribuidor aguas abajo a uno aguas arriba. Y además dicha actualización estará condicionada al resultado del estudio correspondiente del distribuidor aguas arriba. El distribuidor aguas arriba está

obligado a contestar en el plazo de un mes, desde el inicio de la solicitud. Dicha respuesta se realizará por el mismo canal que se define en el apartado 6.

4.12. Intercambio de información entre distribuidores

Se define la información a intercambiar entre los distribuidores necesaria para que el distribuidor aguas arriba pueda realizar sus previsiones para el correcto dimensionamiento de sus redes. Además, se define cuando debe de realizarse dicho envío, el cual será de manera anual, antes del 31 de octubre.

La información a intercambiar incluirá:

- El valor máximo registrado en la frontera entre el 1 de octubre del año anterior y el 1 de octubre del año en que se informa. Se informará en MW.
- La suma de la capacidad con permisos de acceso y conexión ya concedidos y vigentes y potencia asociada a los derechos de extensión vigentes por niveles de tensión, junto con la aplicación de sus coeficientes de simultaneidad que permitan elevar dichos valores a la frontera, siguiendo los criterios del apartado 3.4 b. Se informará en MW.
- Para los dos valores anteriores se hará también la proyección a tres años, anuales en MW.

La información relacionada anteriormente se intercambiará a través de la plataforma de acceso y conexión, conforme a lo que establece el apartado 13.2 de la Circular 1/2024, en un canal diferenciado de acceso propio para distribuidores.

5. MODIFICACIONES EFECTUADAS POR LA CNMC SOBRE LA PROPUESTA DE ESPECIFICACIONES DE DETALLE CON CARÁCTER PREVIO AL TRÁMITE DE AUDIENCIA

Una vez analizada la propuesta de especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso a las redes remitida por los GRD y recibida en la CNMC con fecha 24 de marzo de 2025, así como los comentarios presentados por los sujetos y agentes interesados, se han incorporado los siguientes cambios sobre el texto recibido:

Definiciones

Se ha modificado la definición de Potencia nominal.

La potencia máxima de transformadores y líneas depende de sus características constructivas (material/sección/longitud, etc.) y de las condiciones de contorno

en función de su instalación (por ejemplo, en líneas aéreas la temperatura ambiente y la radiación solar y en líneas soterradas la temperatura del terreno, profundidad de la instalación, resistividad térmica del terreno, etc.). Para determinar la capacidad de acceso hay que tener en cuenta estas circunstancias objetivas y cuantificables por lo que se mantiene la definición de potencia nominal como aquella que vienen determinada por sus características constructivas y de instalación, pero se han eliminado las referencias a “condiciones de explotación”. Además, se ha incluido la información de potencia nominal como información a aportar en la memoria justificativa en caso de denegación.

Consideraciones generales

El estudio de capacidad de acceso de las solicitudes que se puedan considerar como una agrupación se realizará conjuntamente como si de una única instalación se tratara. No obstante, se aclara en el texto que se deberá mantener el orden de prelación de las solicitudes efectuadas. Esto es, las agrupaciones las pueden constituir solicitudes que se ha presentado en distintas fechas y el orden de prelación de las solicitudes prevalece tanto si la solicitud de acceso pertenece a una agrupación o no.

Determinación del punto de conexión

Se han incluido pies de página explicativos en la Figura 1 en aquellos casos en los que no resultaba de aplicación la definición una capacidad de acceso máximas y mínimas para abundar en una mayor claridad. Cabe señalar que la propuesta de los GRD ya había modificado estos conceptos con la finalidad de una mejor comprensión y con las aclaraciones incluidas se concreta de manera inequívoca.

Previsiones de funcionamiento

Se ha modificado la redacción sobre las previsiones de funcionamiento de las instalaciones existentes para aclarar que el año representativo sobre el que se realice el estudio se debe obtener del análisis de las medidas reales de los últimos 5 años, de tal manera que se cubra el funcionamiento de todas las instalaciones con permisos de extensión vigentes.

Además, en los casos en los que la situación de demanda neta (demanda-generación) máxima no corresponda con la situación más desfavorable se deberán justificar estos casos y ser homogéneos para solicitudes de la misma tipología.

Asimismo, con el objeto de dar transparencia al procedimiento para la construcción del escenario y mientras no se aprueben los Procedimientos de operación de distribución que determinen cómo se debe calcular el crecimiento vegetativo, los GRD podrán utilizar su mejor previsión que deberá ser pública a través de la página web de gestión de los expedientes.

Se matiza que solo se considerará como demanda singular a los almacenamientos en modo demanda con permisos de acceso firmes, puesto que los que tengan un permiso de acceso flexible no ocuparán capacidad de la misma manera que los consumidores tradicionales.

Finalmente, el texto permite que, si algunos distribuidores disponen de herramientas que permiten realizar otros estudios para aumentar la capacidad de acceso a sus redes, se utilicen otros escenarios. En un contexto en el que hay que maximizar el uso de las redes los avances realizados por algunas empresas deben ser aprovechados. No obstante, se considera que estas prácticas deben ser transparentes y la CNMC debe conocerlas, por lo que se indica en el texto que el uso de otros escenarios u otros valores límite en los parámetros de control deben ser aplicados de manera homogénea a todas las solicitudes similares y se debe comunicar esta práctica con carácter previo a la CNMC.

Coefficientes de simultaneidad

Se ha incluido una aclaración en la tabla de aplicación de los coeficientes de simultaneidad. El texto propuesto indicaba que se deberá utilizar un coeficiente de simultaneidad igual a 1 para elevar las cargas desde un transformador AT/MT a la red de alta tensión si el número de subestaciones es menor o igual a 3. Se entiende que en este caso se quiere decir que el coeficiente será 1 si el número de transformadores en las subestaciones elevadoras es menor o igual a tres y así se ha reflejado.

Evaluación de la capacidad de acceso

Se modifican los porcentajes máximos para calcular la capacidad de acceso por potencia máxima a demandar en las líneas de distribución de tercera categoría con apoyo simple y con apoyo múltiple (apartado 3.6.c) puesto que no se considera suficientemente justificado el uso de unos porcentajes distintos a las líneas de tercera categoría radiales.

Se modifica el título del apartado 3.6.d) que podría inducir a error. Los GRD analizarán que las instalaciones de demanda no provoquen perturbaciones que alteren la calidad de servicio de los consumidores existentes, de acuerdo con lo

regulado en el artículo 110 del Real Decreto 1955/2000. De igual manera, las instalaciones de demanda deberán estar preparadas para soportar perturbaciones inducidas dentro de los márgenes reglamentarios.

Se elimina la posibilidad de que cada empresa distribuidora desarrolle sus propias Especificaciones Particulares con los criterios concretos de acceso y conexión para los solicitantes potencialmente perturbadores, puesto que dichos requisitos deberán ser homogéneos

6. TRÁMITE DE AUDIENCIA

Durante el trámite de audiencia se han recibido alegaciones de 19 alegantes distintos. Los principales puntos sobre los que han alegado son los siguientes:

A) Cuestiones generales

Sobre la competencia de la regulación del acceso a la red. Algunas alegaciones hacen referencia al régimen competencial en materia de acceso y conexión. A este respecto el acceso a la red se configura como un derecho de uso de las infraestructuras eléctricas en general, vinculado al acceso al mercado eléctrico y a la libertad de circulación de energía por la red. Por esta razón, la materia de la que trata el acceso a la red se considera básica y no puede circunscribirse a una actuación con efectos exclusivos autonómicos. Así mismo se establece en el artículo 33 .2 de la LSE: *«La concesión de un permiso de acceso se basará en el cumplimiento de los criterios técnicos de seguridad, regularidad, calidad del suministro y de sostenibilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico establecidos reglamentariamente por el Gobierno o la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia según corresponda. La aplicación de estos criterios determinará la existencia o no de capacidad de acceso. [...]»*

Sobre la posibilidad de denegación de los permisos, solo cabe indicar que la posibilidad de denegación de los permisos aparece en la propia LSE cuando no se disponga de capacidad. No obstante, esta CNMC comparte que las denegaciones de los permisos de acceso deberían motivar el desarrollo de la red necesaria para atender la demanda de los consumidores. Es por ello que, para facilitar las señales de inversión en la Circular 1/2024, se introdujo la obligación de que los gestores de la red remitiesen la información de los permisos denegados y que dicha información se remitiera a las Comunidades autónomas.

Sobre las cuestiones de calidad de suministro, es preciso señalar las especificaciones de detalle únicamente versan sobre la metodología de cálculo de la capacidad de acceso de la red de distribución y en ningún caso buscan la modificar los estándares de calidad de suministro vigentes ya que el cálculo de la capacidad de acceso a la red tiene como prioridad mantener la calidad del

suministro de los agentes que ya se encuentran conectados y, dar certeza al nuevo suministro que se incorpora. Asimismo, el establecimiento de un procedimiento estandarizado y una metodología de análisis y evaluación para el conjunto del sector garantiza el tratamiento en condiciones de igualdad el acceso a la red a lo largo de todo el territorio nacional considerando la eficiencia en el desarrollo de las redes y garantizando la minimización de costes del sistema.

En relación con las alegaciones recibidas que señalan una posible discrecionalidad del gestor de la red de distribución en lo que se refiere a la posibilidad de la propuesta de flexibilizar los valores establecidos para la determinación del punto de conexión y la posibilidad en última instancia de la denegación del acceso, es preciso señalar que los valores recogidos en las Especificaciones de detalle podrán flexibilizarse siempre atendiendo a criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios, en función del caso, cuando se justifique la inviabilidad técnica, administrativa o eficiencia del sistema y siempre que de ellos se obtenga una mayor capacidad en la red en la que se realiza el estudio de la que se obtendría con su aplicación directa y no pudiendo dar como resultado la limitación del acceso en dicho punto. En este sentido se ha procedido a clarificar la redacción de las especificaciones de detalle con el fin de atender la necesidad de concreción en el uso y la finalidad de esta flexibilidad.

Una alegación considera que el agotamiento de capacidad por margen zonal debería restringirse a nudos del mismo nivel de tensión. A este respecto, no se puede limitar a un mismo nivel de tensión porque físicamente la capacidad de un nivel de tensión aguas abajo afecta aguas arriba. Esta afección se determina con los coeficientes de simultaneidad.

Otra alegación pide que se indique expresamente que los permisos emitidos con anterioridad no podrán ser modificados por la entrada en vigor de estas especificaciones, en especial en lo relativo a su calificación como capacidad de acceso firme. Las normas no son retroactivas por defecto, por lo que los permisos concedidos con anterioridad siguen estando concedidos, así como su carácter de firme. No obstante, es preciso aclarar que exclusivamente los consumidores tienen garantía de suministro de acuerdo con lo regulado en la Ley del Sector Eléctrico.

B) Puntos de conexión alternativos.

Algunas alegaciones proponen añadir la obligación de que el gestor de la red de distribución dé opciones alternativas para atender el acceso solicitado desde posiciones de la red de distribución en el entorno de dicho acceso.

Efectivamente el anexo III.1. párrafo 5 de la Circular 1/2024, de 27 de septiembre, regula que en las solicitudes de consumidores que solicitan conexión a puntos de tensión superior a 1 kV o puntos de recarga se debe ofrecer una propuesta de punto de conexión, aunque se encuentre fuera de la zona de estudio. Por ello, se ha modificado la resolución para incluir esta cuestión que, si bien no introduce ninguna novedad normativa puesto que la obligación ya estaba en la Circular, se concreta el momento en el que se debe ofrecer esta alternativa.

C) Sobre el concepto de demanda singular

Se han recibido alegaciones de asociaciones de almacenamiento para que estas instalaciones no sean incluidas en la definición dada su doble condición de generación y demanda. En este sentido cabe decir que el carácter dual de las instalaciones de almacenamiento no implica que estas instalaciones funcionen siempre a favor del sistema puesto que estos sujetos actúan para maximizar su resultado económico que puede coincidir o no con los comportamientos necesarios para evitar la saturación de la red.

También se ha recibido una alegación que considera que el 20 % de reserva no se basa en datos actualizados ni en estudios individualizados de la red, sino en una medida genérica que no distingue entre elementos ni tiene en cuenta la evolución real de la demanda. En este sentido se ha reforzado la explicación en el apartado 4.6 de esta memoria sobre la necesidad de establecer un escenario distinto para las demandas singulares y por qué se ha considerado el porcentaje del 20%. La no aplicación de un escenario diferenciado imposibilitaría a los distribuidores cumplir con su obligación de disponer las redes necesarias para atender a una demanda razonable.

Sobre la **generación singular**, una alegación sugiere que no se tenga en cuenta la aportación del mayor generador singular de la zona cuando este represente menos del 10 % de la generación total. La definición de generador singular ya está en el apartado de definiciones y no se establece como porcentaje máximo del 10 %, sino como porcentaje mínimo del 20 % del umbral de capacidad de acceso máxima.

D) Normativa autonómica

Alguna alegación hace referencia que en la actualidad existen normas autonómicas que pueden afectar al cálculo de la capacidad de acceso. En virtud de lo establecido en el artículo 33.11 de la LSE corresponde a la CNMC establecer “los criterios para la evaluación de la capacidad y los motivos para la denegación”. En ejercicio de esa competencia, la CNMC ha aprobado, en lo que afecta a la capacidad para evacuación, la Circular 1/2021, de 20 de enero, y las especificaciones de detalle de 20 de junio de 2024, y, en lo que afecta a la capacidad para demanda, la CNMC ha aprobado la Circular 1/2024, de 27 de septiembre, y se aprueban ahora las presentes especificaciones de detalle.

Tal normativa constituye la regulación aplicable para la evaluación de capacidad en las redes que integran el sistema eléctrico español, la cual habrá de ser aplicada por los gestores de las mismas a los efectos de determinar la capacidad de sus redes y contestar las solicitudes de acceso que reciban.

E) La CNMC no pueden derogar expresamente las normas aprobadas por otras administraciones o por el Gobierno, tal y como dictamina el Consejo de Estado: “es cierto que, cuando la Ley 3/2013 atribuye a la CNMC la aprobación de las normas que regulen determinados aspectos (fundamentalmente, metodologías), que hasta entonces estaban recogidas en normas reglamentarias, la aprobación de aquellas circulares ha de tener como consecuencia que sean ellas las que, a partir de dicho momento, pasan a ser de aplicación, deviniendo inaplicables las normas que, hasta entonces, regulaban la materia (por más que se trate de normas reglamentarias). Dicho efecto -su inaplicación, pues no la derogación- deriva directamente de la Ley 3/2013, siendo el efectivo ejercicio de dicha potestad reglamentaria por parte de la CNMC la condición para que se produzca tal inaplicación.” Sobre el **concepto de agrupación** se han recibido varias alegaciones. Por un lado, alegan que los criterios deberían coincidir con los criterios para considerarse agrupación que establece el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio¹⁶, basándose puramente en aspectos físicos y técnicos. Por otro lado, también se alega que no debería ser automática la consideración de agrupación, sino bajo demanda de los solicitantes.

A este respecto, hay que aclarar que en el RD 413/2014 se establece el concepto de agrupación por motivos completamente distintos, ya que tiene implicaciones sobre el régimen retributivo específico, comunicación con el operador del sistema, etc. Sin embargo, en lo que respecta a esta resolución, la agrupación

¹⁶ Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

se utiliza para dar una respuesta técnica conjunta a solicitudes individualizadas y por lo tanto se limita al cálculo de la capacidad durante el análisis de las solicitudes por parte de los gestores de red: coeficientes de simultaneidad, nivel de tensión del punto de conexión, necesidad o no de informe de aceptabilidad y posibles refuerzos. No tiene efectos *a posteriori*. Una vez se ha terminado de analizar las solicitudes, cada solicitud tiene sus propios permisos de acceso por la capacidad firme que se otorgue en sus permisos y se trata de manera individualizada. Adicionalmente, el hecho de analizar las solicitudes como agrupación no significa que se vaya a conceder el acceso a todas las solicitudes de la agrupación puesto que se respetará el orden de prelación de todas las solicitudes y los plazos de cada solicitud.

Otro alegante solicita aclarar si, en las agrupaciones, la potencia concedida a cada instalación puede ser utilizada simultáneamente, o si el acceso está condicionado a que no se supere un umbral conjunto de carga. Se aclara que los coeficientes de simultaneidad se aplican a efecto de cálculos y están basados en la experiencia de los DSO, pero se incide en que el acceso concedido es por toda la potencia y firme: es decir, sin ninguna condición de consumo respecto del resto de instalaciones analizadas como agrupación.

F) Sobre los **informes de aceptabilidad** algunas alegaciones solicitan rebajar los requisitos para la solicitud del informe de aceptabilidad. La necesidad del informe de aceptabilidad viene motivada por la necesidad de dar accesos seguros y que todos los gestores afectados conozcan de esa solicitud, otorgando así la capacidad con las debidas garantías. Además según el RD 1183/2020 el plazo máximo para que el gestor de la red de aguas arriba remita al gestor solicitante el informe de aceptabilidad será el mismo que aplicaría para la remisión de propuesta previa, de conformidad con el artículo 13 por lo que tampoco se considera relevante el incremento de plazos.

G) Sobre la **determinación del punto de conexión**:

Se han recibido alegaciones sobre la posibilidad de flexibilizar por parte de los distribuidores los valores establecidos para la determinación del punto de conexión entendiendo que aporta demasiado margen a los distribuidores. El objetivo de esta medida es flexibilizar los valores utilizados para facilitar el acceso a la red, no restringirlo. Se ha aclarado esta cuestión en el texto de la resolución.

También se han recibido alegaciones para cambiar los condicionantes técnicos para determinar el punto de conexión (la conexión preferente por eficiencia del sistema a la de interruptor-seccionador; las capacidades de acceso máximas y mínimas para solicitudes de acceso y conexión para un único suministro o

agrupación que pueden admitir las redes de distribución; los límites de distancia a la traza de línea en las conexiones Entrada/Salida para alimentar a un solo suministro; mayor detalle de criterios técnicos en líneas de alta tensión de menos de 36 kV). En general no se ha remitido junto a estas solicitudes una justificación técnica que permita valorar si las propuestas son mejores que lo incluido en las especificaciones de detalle. A este respecto cabe señalar que los condicionantes técnicos que se recogen en estas especificaciones se corresponden con la práctica del sector y atienden a una propuesta resultado de los grupos de trabajo en los que han participado los gestores de la red y, que gracias a esta resolución, por primera vez serán públicos y homogéneos en todo el territorio, definirán unos criterios razonables y transparentes velando por los intereses del sistema eléctrico y su sostenibilidad.

En relación a los umbrales de capacidad máxima por nivel de tensión que se prevén en las EEDD para las solicitudes de tensión superior a 1 kV, estos obedecen en buena medida a la necesidad de dotar de normalidad a solicitudes de acceso por determinadas potencias que, con carácter previo a estas EEDD, eran sistemáticamente rechazadas por algunas empresas distribuidoras cuando se realizaban a ciertas tensiones; en este sentido, se ha buscado con esta medida tratar de maximizar las posibilidades de acceso en función de la tensión, hasta ciertos umbrales de potencia de los que se considera que hay las posibilidades razonables de capacidad, teniendo en cuenta también las funcionalidades propias de la red de distribución en función de la tensión, de acuerdo a un diseño lógico de la misma.

H) Consideraciones sobre el **escenario de estudio.**

La mayoría de las alegaciones presentadas sobre el escenario de estudio o bien ya se están considerando en el escenario propuesto o bien no es posible aceptarlas puesto que comprometería la concesión de permisos de acceso firmes que se otorgan a consumidores con garantía de suministro.

Sin ánimo de ser exhaustivos hay alegaciones relativas a que actualmente la potencia contratada por los consumidores de energía eléctrica es mucho más elevada que el máximo histórico de potencia demandada. Consideran que analizar los derechos de extensión realmente vigentes permitiría conocer estado de saturación de las redes de transporte y distribución y poder implementar medidas de ajuste para optimizar la capacidad disponible en la red. En este sentido, en la resolución ya se tiene en cuenta la capacidad demandada y solo en consumos singulares se utiliza la capacidad contratada por lo tanto ya se está optimizando el uso de las redes (ver apartados 4.4 y 4.5 de esta memoria)

Algunas alegaciones sugieren que, para el aprovechamiento máximo de las infraestructuras ya existentes, es necesario analizar el estado actual y real de saturación de las redes de transporte y distribución y conocer los derechos de extensión vigentes lo que haría aflorar capacidad. En este sentido se ha procedido a aclarar el apartado 4 de esta memoria ya que el escenario de estudio ya considera la potencia efectivamente solicitada por las instalaciones existentes y la curva real de demanda neta máxima en el nudo de estudio.

Otras alegaciones proponen no considerar las instalaciones de consumo cuyo cierre esté programado o utilizar información más reciente (no 5 años). En este sentido tal y como se ha explicado en el apartado 4.4 de esta memoria es preciso tener en cuenta la vigencia de los derechos de extensión. Es preciso llegar a un compromiso entre maximizar la capacidad y los derechos adquiridos por los consumidores existentes.

Otras alegaciones solicitan que se tenga en cuenta la flexibilidad de las instalaciones de almacenamiento. Las EEDD ya regulan que cuando existan los permisos de acceso flexibles se tendrán en cuenta las particularidades de las instalaciones con este permiso pero, en tanto no se defina la normativa por la cual los DSO puedan dar instrucciones a las instalaciones, no se puede condicionar la concesión de un permiso de acceso firme a consumidores con garantía de suministro a una "previsible" manera de funcionamiento de unas instalaciones que de acuerdo a la norma actual no tienen ninguna limitación en su funcionamiento.

Otras alegaciones piden aprovechar el potencial de herramientas de gestión activa de red (monitorización, automatización) que permitirían usar de forma más eficiente la capacidad disponible. Esta posibilidad está incluida en el apartado 3.4.d) del anexo.

I) Se ha recibido una alegación sobre la necesidad de considerar en los estudios de capacidad las medidas oportunas para garantizar en todo momento el **grado de apoyo** comprometido a **la red de transporte desde la red de distribución**. Efectivamente existen contratos técnicos de acceso (CTA) en puntos frontera transporte distribución en los que los titulares de las redes se comprometen a darse apoyo y esta cuestión hay que tenerlas en cuenta en los estudios de capacidad. No obstante, con el fin de que estas situaciones sean corregidas en el futuro se ha introducido una obligación de remisión de dichos CTAs para que puedan ser tenidos en cuenta en la elaboración de los planes de inversión de las redes.

J) Se han presentado varias alegaciones relativas a **cuestiones de calidad** de suministro.

Una alegación sugiere que lo que se describe es más propio de un código de red de conexión que del cálculo de la capacidad de acceso. A este respecto, el anexo III de la Circular 1/2024 prevé que en los análisis que se realicen para el cálculo de la capacidad de acceso se incorporen criterios asociados a la calidad de la onda.

Esta CNMC no es competente para determinar los criterios de calidad, pero sí lo es para determinar que no se puede permitir el acceso a consumos perturbadores porque comprometería la calidad de suministro del resto de consumidores. Con el fin de dar transparencia a este proceso y solo mientras que no se desarrollen los criterios de calidad que se deben seguir los distribuidores podrán usar sus especificaciones particulares para valorar el cumplimiento de este requisito y dicha información será pública como documentación adicional en la plataforma web de gestión de los expedientes.

Por otro lado, aquellas demandas que precisen de informe de aceptabilidad deberán cumplir con los requisitos de calidad regulados en la normativa de aplicación.

K) Coeficientes de simultaneidad. Se han recibido alegaciones sobre los coeficientes de simultaneidad y su interrelación con otros coeficientes definidos en normas de seguridad y calidad industrial. A este respecto, se indica que los coeficientes regulados en estas especificaciones tienen otros propósitos: los coeficientes de simultaneidad del REBT se aplican para calcular la potencia prevista o probable de una instalación interior. Por el contrario, los coeficientes que se han establecido en esta resolución se aplican sobre las solicitudes multisuministro conectadas a un mismo punto de conexión o para afección aguas arriba. Por tanto, no se superponen con los coeficientes del REBT mencionados. No obstante, con el fin de evitar cualquier tipo de confusión, se ha aclarado en la resolución.

También se han recibido alegaciones para modificar los coeficientes de simultaneidad propuestos y para incluir nuevos coeficientes para nuevas tipologías de cargas, como los CPD. Cabe mencionar que los coeficientes de simultaneidad son fruto del análisis de históricos de funcionamiento de las diferentes tipologías de demanda tal y como se ha explicado en el apartado 4.8 por lo que no procede hacer cambios en este apartado. No obstante, se ha introducido en la resolución un mandato de revisión de los coeficientes de simultaneidad para que en la medida en la que se disponga de información sobre el funcionamiento real de las nuevas tipologías de demanda se puedan considerar en el cálculo de la capacidad.

L) Se han **recibido** alegaciones sobre la **capacidad de acceso por potencia máxima a demandar a una línea** respecto a su potencia nominal del tramo más restrictivo. En este sentido se ha puesto de manifiesto la necesidad de considerar la operación básica y su mantenimiento en condiciones de explotación normal garantizando en todo caso las condiciones de calidad de los suministros existentes con la fiabilidad esperada en el caso de que sea necesario modificar su explotación (fronteras). En particular se ha incluido justificación técnica detallada de los requerimientos de operación de la red que llevan a que la potencia máxima del elemento crítico que intervenga eléctricamente en el suministro del nuevo entrante mantenga unos márgenes de potencia nominal adecuados para poder hacer frente a la operación de la red atendiendo a las necesidades de respaldo. En este sentido se han retomado los valores de la propuesta remitida por los gestores de red de distribución en los % de potencia nominal del tramo más restrictivo para las líneas de categoría tercera.

M) Se ha recibido una alegación que sugiere que, en caso de que el GRD utilice **otras previsiones de funcionamiento** (aplicándolas de manera homogénea y previa comunicación a la CNMC), no debería ser necesaria la justificación prevista en el Resuelve Segundo b). Se aclara que esta previsión establecida en el apartado «Otras previsiones de funcionamiento y parámetros de control» solo se puede utilizar para aumentar la capacidad disponible en las redes. Por otro lado, el Resuelve Segundo aplica cuando no se conceda la capacidad de acceso solicitada o en caso de denegación de los permisos, por lo que en todo caso hay que justificar cual es la demanda neta máxima considerada.

N) Aclaraciones técnicas solicitadas: En el texto de la resolución se hace referencia en varios puntos a la media tensión. Técnicamente se diferencia entre baja tensión (hasta 1 kV) y alta tensión (tensiones superiores a 1 kV). Sin embargo, en las definiciones del Capítulo II (Calidad de servicio) del 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, se hace referencia a la media tensión como las tensiones comprendidas entre 1 y 36 kV ($1 \text{ kV} < V \leq 36 \text{ kV}$). Se ha utilizado esta misma nomenclatura para ese rango de tensiones en el texto de la resolución.

En cuanto a las alegaciones relativas a que se definan conceptos como centro de transformación o subestación cabe decir que estas definiciones son conforme al Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.

O) Finalmente hay cuestiones que **exceden las EEDD** como son qué información se debe publicar en los mapas de capacidad, su desagregación y periodicidad la publicación de mapas de redes, permisos de acceso flexibles, procedimientos simplificados para determinadas solicitudes, caducidad de permisos para las solicitudes de almacenamiento que se evalúan desde la perspectiva de demanda, cual es la base para la facturación de peajes entre otras cuestiones.