

I. DISPOSICIONES GENERALES

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

15276 *Resolución de 30 de junio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema eléctrico 14.12 «Estimación del coste de los componentes del precio voluntario para el pequeño consumidor».*

El Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para la indexación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica a señales a plazo y reducción de su volatilidad, determina en su disposición adicional segunda que «El operador del sistema, en el plazo de un mes desde la entrada en vigor de este real decreto, presentará al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico una propuesta de revisión del procedimiento de operación del sistema relativo a la estimación del coste de los componentes del precio voluntario para el pequeño consumidor al objeto de incluir el procedimiento para la mejor estimación del volumen de aprovisionamiento por parte de todas las comercializadoras de referencia de productos a plazo definido en el artículo 9 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo».

Asimismo, el referido procedimiento de operación requiere de una serie de modificaciones y actualizaciones derivadas de las novedades regulatorias introducidas por la autoridad competente que afectan al cálculo de los diferentes componentes que forman parte del PVPC. A saber:

– Se incluye la referencia a otros costes por servicios de no frecuencia de conformidad con lo previsto en la Resolución de 8 de septiembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones aplicables a los servicios de no frecuencia y otros servicios para la operación del sistema eléctrico peninsular español.

– Se sustituye la referencia al servicio de reserva a subir, cuyo procedimiento de operación ya no está en vigor, por la referencia a otros servicios de reserva de balance.

– Se introduce el día 6 de enero como festivo a efectos del cálculo del coeficiente de ajuste horario estimado KEST, de conformidad con lo dispuesto en 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.

– Se adapta la estimación del coste de los desvíos horarios por MWh consumido de los comercializadores de referencia, CDSVh, tras la adaptación del P.O. 14.4 a la Metodología ISH, a raíz de la cual la liquidación del desvío se calcula para cada sujeto de liquidación responsable del balance (BRP) y con posición única.

– Se introducen en los costes asociados al suministro, OCh, los términos CCVh y EDSRh, en virtud del Real Decreto 469/2016, de 18 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, y el Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, respectivamente.

El artículo 7 del citado Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, recoge la estructura general de los precios voluntarios para el pequeño consumidor. En su apartado 7, se establece que el operador del sistema realizará los cálculos de aquellos valores de los

componentes del precio voluntario para el pequeño consumidor que se determinan en el real decreto, y publicará en su página web el día anterior al del suministro para cada una de las 24 horas del día siguiente, la información de acuerdo con lo establecido en el anexo I del mismo.

Por su parte, el anexo I recoge en su apartado primero la información a publicar por el operador del sistema para el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor y en su apartado segundo prevé que por resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía se determinarán los siguientes aspectos:

- La hora de publicación de los valores de los componentes necesarios para el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor que deben publicarse el día anterior al del suministro, para cada una de las 24 horas del día.
- El método de estimación de los componentes de los términos Pmh (precio medio horario), SAh (servicios de ajuste en la hora h) y OCh (otros costes asociados al suministro).
- Cualquier otro aspecto necesario para la estimación de los componentes del precio voluntario para el pequeño consumidor.

En este sentido, Red Eléctrica de España, SA, como operador del sistema, remitió con fecha 20 de junio de 2023 la propuesta de modificación del procedimiento de operación denominado «Estimación de los componentes del precio voluntario para el pequeño consumidor».

Vistas las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia realizado a través de la página web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, se han tomado en consideración aquellas procedentes, si bien, con carácter general, las alegaciones recibidas exceden del ámbito de aplicación de esta resolución.

Visto el Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, y la propuesta realizada por el operador del sistema de modificación del procedimiento de operación «Estimación de los componentes del precio voluntario para el pequeño consumidor»,

Esta Secretaría de Estado resuelve:

Primero.

Aprobar el procedimiento para la operación del sistema eléctrico P.O. 14.12 «Estimación de los componentes del precio voluntario para el pequeño consumidor», cuyo texto se inserta en el anexo I.

Segundo.

La presente resolución surtirá efectos el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 30 de junio de 2023.–La Secretaria de Estado de Energía, Sara Aagesen Muñoz.

ANEXO I

P.O. 14.12 «Estimación del coste de los componentes del precio voluntario para el pequeño consumidor»

1. Objeto

El objeto de este procedimiento es establecer el método de estimación del coste de aquellos componentes del precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) que no se conocen en el momento en que el operador del sistema debe publicarlos el día anterior al del suministro para las veinticuatro horas del día siguiente, así como el método de estimación del volumen de aprovisionamiento por parte de todas las comercializadoras de referencia de productos a plazo.

2. *Ámbito de aplicación*

Este procedimiento es de aplicación al operador del sistema (OS) y a los comercializadores de referencia (COR).

3. *Referencias y definiciones*

3.1 Referencias.

Las referencias a RD216 se entenderán como referidas al Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

Las referencias a Mercado se entenderán como referidas al «Mercado mayorista de electricidad» definido en el artículo 1 de la Circular 3/2019 como el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

Las referencias a PMD en las fórmulas de este procedimiento de operación se entenderán como referidas al precio del mercado diario.

3.2 Definiciones.

«Participante en el mercado»: persona física o jurídica que está generando, comprando o vendiendo electricidad, que participa en la agregación o que es un gestor de la participación activa de la demanda o servicios de almacenamiento de energía, incluida la emisión de órdenes de negociación, en uno o varios de los mercados de la electricidad, entre ellos los mercados de la energía de balance, de conformidad con lo establecido en el apartado 25) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

«BRP (Sujeto de liquidación responsable del balance por sus siglas en inglés)»: participante en el mercado, o su representante elegido, responsable de sus desvíos en el mercado de la electricidad. Definición 14) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943.

4. *Hora de publicación de los componentes del PVPC*

Antes de las 20 h 15 de cada día, el operador del sistema publicará los valores de los componentes necesarios para el cálculo del PVPC para cada una de las veinticuatro horas del día siguiente, de acuerdo a lo dispuesto en el presente procedimiento.

5. *Estimación del coste de los componentes del PVPC*

5.1 Estimación del componente del precio medio horario.

Para el cálculo del componente del precio medio horario Pmh, se considerará, además de los resultados del mercado diario, los valores de precio marginal y energía casada en la primera sesión del mercado intradiario.

5.2 Estimación de los servicios de ajuste en la hora h.

El valor del coste correspondiente a los servicios de ajuste del sistema asociados al suministro en la hora h, SAh, se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula prevista en el artículo 11 del RD216:

$$SAh = PMASh + CDSVh$$

Siendo:

PMASh: precio horario de todos los servicios de ajuste del sistema cuyo coste se asigna a la demanda.

CDSVh: coste de los desvíos horarios por MWh consumido de los comercializadores de referencia.

5.2.1 Estimación del precio horario de los servicios de ajuste (PMASh). El precio horario de los servicios de ajuste cuyo coste se asigna a la demanda se calculará con la fórmula siguiente:

$$PMASh = PMAS1h + PMAS2h$$

Siendo:

PMAS1h: componente del precio horario de los servicios de ajuste, PMASh, cuyo coste se conoce antes de la hora de publicación del PVPC el día anterior al del suministro, determinada en el apartado 4 del presente procedimiento.

Este componente es el resultado de dividir el coste de las restricciones técnicas al Programa Base de Funcionamiento (PBF) u otros costes por servicios de no frecuencia que se asignen a la demanda, el coste fijo de la banda de regulación secundaria u otros costes de reserva de balance que se asignen a la demanda entre la demanda programada en el mercado, con los datos conocidos en el momento de publicación del PVPC.

$$PMAS1_h = \frac{ImpPMAS1_h}{\sum_{ua} DemPHF1_{ua,h}}$$

Donde:

- ImpPMAS1_h: importe de los servicios de ajuste convocados y cuyo resultado sea conocido antes de la hora de publicación del PVPC el día anterior al del suministro, en euros.
- DemPHF1_{ua,h}: programa horario final de demanda de la unidad de programación del comercializador o consumidor directo ua en barras de central, para la hora h, tras la primera sesión del mercado intradiario, en MWh.

PMAS2h: componente del precio horario de los servicios de ajuste, PMASh, cuyo coste no se conoce antes de la hora de publicación del PVPC el día anterior al del suministro, determinada en el presente procedimiento.

Este coste no conocido incluye, entre otros:

- variación del coste de restricciones por arranques no realizados y por incumplimientos de energía programada por restricciones y variación de otros costes de no frecuencia;
- coste variable de la banda de regulación secundaria en tiempo real y variación del coste de la banda por la asignación de parte del coste a los desvíos medidos de los BRPs;
- variación de otros costes de reserva de balance por incumplimientos y por la asignación de parte del coste a los desvíos medidos de los BRPs;
- coste de restricciones técnicas en tiempo real;
- coste por desvíos entre sistemas;
- ingreso/coste del saldo de los desvíos;
- ingreso para la demanda del importe de incumplimiento de instalaciones de generación con obligación de seguimiento de instrucciones de factor de potencia;
- ingreso para la demanda del importe de incumplimiento de energía de servicios de balance.

La estimación del componente horario PMAS2h será, para cada una de las horas del mes m , la suma de dos términos:

$$PMAS2h = PMAS2Am + PMAS2Bm$$

PMAS2Am: precio estimado de los componentes de los servicios de ajuste en el que el importe en euros para la demanda no depende de las medidas de demanda de cada sujeto. Se calculará con el valor liquidado en los últimos doce meses con liquidación cerrada de mes completo de:

- restricciones técnicas al PBF y en tiempo real, o de otros servicios de no frecuencia con coste asignado a la demanda;
- desvíos entre sistemas;
- incumplimiento de instalaciones de generación con obligación de seguimiento de instrucciones de factor de potencia.

$$PMAS2A_m = \frac{\sum_{m-13}^{m-2} ImpPMAS}{\sum_{m-13}^{m-2} MBCua} - \frac{\sum_{m-13}^{m-2} ImpPMAS1}{\sum_{m-13}^{m-2} \sum_{ua} DemPHF1ua} - \frac{\sum_{m-13}^{m-2} ImpCFP}{\sum_{m-13}^{m-2} MBCua}$$

Donde:

- ImpPMAS: importe mensual en euros liquidado de restricciones técnicas al PBF y en tiempo real y desvíos entre sistemas.
- ImpPMAS1: importe mensual en euros de los servicios de ajuste convocados y cuyo resultado sea conocido antes de la hora de publicación del PVPC del día anterior al del suministro (restricciones técnicas al PBF).
- MBCua: demanda liquidada en barras de central a todos los comercializadores y consumidores directos, en MWh.
- DemPHF1ua: programa horario final de demanda de la unidad de programación del comercializador o consumidor directo ua en barras de central tras la primera sesión del mercado intradiario, en MWh.
- ImpCFP: importe mensual en euros liquidado a la demanda como reparto del ingreso del incumplimiento de instalaciones de generación con obligación de seguimiento de instrucciones de factor de potencia.

PMAS2Bm: precio estimado del componente del saldo de desvíos y de los componentes de reserva de balance cuyo importe en euros depende de las medidas de demanda de cada sujeto. Se calculará con el importe liquidado del saldo de desvíos en los últimos doce meses con liquidación cerrada de un cierre de medidas provisional o definitivo y la diferencia entre el precio de la banda de regulación secundaria y de otros servicios de reserva de balance que se asigna a la demanda y el que se asignó con los costes conocidos el día anterior.

$$PMAS2B_m = \frac{\sum_{c-11}^c ImpEXD}{\sum_{c-11}^c MBCua} + \frac{\sum_{c-11}^c ImpPMRES}{\sum_{c-11}^c MBCua} - \frac{\sum_{c-11}^c ImpPMRES1}{\sum_{c-11}^c \sum_{ua} DemPHF1ua}$$

Donde:

- c : mes más reciente con liquidación cerrada de un cierre de medidas provisional o definitivo.
- ImpMEXD: importe mensual en euros liquidado del saldo de desvíos.
- ImpMPRES: importe mensual en euros liquidado de banda de regulación secundaria, otros costes de reserva de balance e incumplimiento de energías de balance.

– ImpPRES1: importe mensual en euros de banda de regulación secundaria y de otros servicios de reserva de balance convocados y cuyo resultado sea conocido antes de la hora de publicación del PVPC el día anterior al del suministro.

5.2.2 Estimación del coste de los desvíos horarios (CDSVh). La estimación del coste de los desvíos horarios por MWh consumido de los comercializadores de referencia, CDSVh, será para cada una de las horas de un mes m, el coste medio de los desvíos de la demanda de los comercializadores de referencia en los últimos doce meses disponibles con liquidación cerrada de un cierre de medidas provisional o definitivo.

$$CDSV_h = \frac{\sum_{c-11}^c ImpCDSV_{cor}}{\sum_{c-11}^c MBC_{cor}}$$

Donde:

– c: mes más reciente con liquidación cerrada de un cierre de medidas provisional o definitivo.

– MBC_{cor}: demanda liquidada en barras de central de las unidades de los comercializadores de referencia, en MWh.

– ImpCDSV_{cor}: importe mensual del coste del desvío de la demanda de los comercializadores de referencia, en euros. Este importe se estima como:

$$ImpCDSV_{cor} = \sum_h ENDVD_{cor_h} \times CDVBRP_h$$

Donde:

– ENDVD_{cor_h}: energía correspondiente al desvío neto en valor absoluto de los comercializadores de referencia en la hora h.

– CDVBRP_h: coste medio del desvío de todos los BRP en la hora h, calculado como:

$$CDVBRP_h = \frac{ENDV_{BRP,h} \times PMD_h - IMPDV_{BRP,h}}{ABS(ENDV)_{BRP,h}}$$

Donde:

– ENDV_{BRP,h}: desvío neto de los BRP en la hora h.

– PMD_h: precio del mercado diario en la hora h.

– IMPDV_{BRP,h}: importe liquidado a los BRP en la hora h por desvíos.

– ABS(ENDV)_{BRP,h}: suma del desvío en valor absoluto de cada BRP en la hora h.

5.3 Estimación de otros costes asociados al suministro.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 12 del RD216, el valor del coste correspondiente a otros costes asociados al suministro en el periodo tarifario p, OCh, se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$OCh = CCOMh + CCOSh + CCVh + CAPH + INTTh + EDSRh$$

Los valores CCOMh, CCOSh, CCVh y CAPH serán los vigentes de acuerdo con la normativa de aplicación y conocidos en el momento de la publicación de los componentes del PVPC el día antes al del suministro.

El término INT_h , cuantía horaria para la financiación del servicio de interrumpibilidad, será estimado conforme a lo previsto en el presente procedimiento.

El término $EDSR_h$, cuantía relativa al pago o cobro de los comercializadores de referencia por el excedente o déficit de la liquidación de energía de subastas de renovables expresada en euros/MWh, será estimado conforme a lo previsto en este procedimiento.

5.3.1 Estimación del coste del servicio de interrumpibilidad. La estimación de la cuantía horaria para la financiación del servicio de interrumpibilidad, INT_h será, para cada una de las horas de un mes m , el resultado de dividir el coste fijo del servicio de interrumpibilidad del mes m entre la mejor estimación de la demanda en barras de central del mes m disponible antes del jueves anterior al primer día del mes m .

Se calculará con la fórmula siguiente:

$$INT_h = \frac{CFINTD_m}{EDEMBC_m}$$

Donde:

– $CFINTD_m$: coste fijo mensual total en euros de la retribución del servicio de interrumpibilidad asociado a la disponibilidad de potencia y definido en el artículo 12.2 de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

– $EDEMBC_m$: mejor estimación de la demanda en barras de central del mes m disponible antes del jueves anterior al primer día del mes m , en MWh.

5.3.2 Estimación de la componente de la liquidación de subastas renovables. La estimación de la cuantía relativa al pago o cobro de los comercializadores de referencia por el excedente o déficit de la liquidación de energía de subastas de renovables, $EDSR_h$ se calculará según la fórmula siguiente:

$$EDSR_h = EDSR1_h + EDSR2_h.$$

$EDSR1_h$: componente relativa al pago o cobro de los comercializadores por el excedente o déficit de la liquidación de energía de subastas de renovables expresada en euros/MWh conocido el día anterior. A estos efectos, el operador del mercado comunicará al operador del sistema el importe horario del excedente o déficit económico resultante de liquidar la diferencia entre los precios del mercado diario y de la primera sesión del mercado intradiario respecto al precio establecido para cada instalación ($ImpEDSR1$).

$$EDSR1_h = \frac{ImpEDSR1_h}{\sum_{ua} DemPHF1_{ua}}$$

Donde:

– $ImpPRES1$: importe horario del excedente o déficit económico resultante de liquidar la diferencia entre los precios del mercado diario y de la primera sesión del mercado intradiario respecto al precio establecido para cada instalación, cuyo resultado sea conocido antes de la hora de publicación del PVPC el día anterior al del suministro.

EDSR2h: componente de la cuantía relativa al pago o cobro de los comercializadores de referencia por el excedente o déficit de la liquidación de energía de subastas de renovables cuyo coste no se conoce el día anterior.

$$EDSR2_h = \frac{\sum_{m-13}^{m-2} ImpEDSR}{\sum_{m-13}^{m-2} DemPHFCua} - \frac{\sum_{m-13}^{m-2} ImpEDSR1}{\sum_{m-13}^{m-2} \sum_{ua} DemPHF1ua}$$

Donde:

– ImpEDSR: importe mensual en euros liquidado a los comercializadores de referencia por el excedente o déficit de la liquidación de energía de subastas de renovables expresada en euros. Este importe será comunicado por el operador del mercado al operador del sistema.

– DEMPHF: demanda programada en el programa horario final después del mercado continuo por las unidades de adquisición de los comercializadores de referencia, expresada en MWh.

6. Estimación del coeficiente de pérdidas del peaje de acceso

6.1 Sistema peninsular.

A efectos de la aplicación de lo previsto en la disposición adicional cuarta del RD216, el coeficiente de pérdidas del peaje de acceso de aplicación al suministro en la hora h, PERDh, definido en dicho real decreto, se calculará con la fórmula siguiente:

$$PERDh,pa,nt = KEST * CPERNpa,nt$$

Donde:

– KEST: coeficiente de ajuste horario estimado.

– CPERNpa,nt: coeficiente de pérdidas para puntos de suministro de consumidores con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt en el periodo tarifario al que corresponda la hora h.

Estos coeficientes de pérdidas serán los establecidos en la normativa que corresponda, para traspasar la energía suministrada a los consumidores a energía suministrada en barras de central.

El coeficiente de ajuste estimado KEST de una hora se calculará como:

a) Media aritmética de los coeficientes de ajuste horarios K de la misma hora y mismo día de la semana del mismo mes del año anterior con valor K positivo y menor que 2, excepto en las horas de los días festivos nacionales no sustituibles con fecha fija y del día 6 de enero.

b) Media aritmética de los coeficientes de ajuste horarios K de la misma hora y mismo día festivo nacional no sustituible con fecha fija de los tres años anteriores con valor K positivo y menor que 2 en las horas de los días festivos nacionales no sustituibles con fecha fija o para el día 6 de enero.

c) Si en una hora todos los valores históricos de K son negativos o cero, KEST será igual a 0. Si en una hora todos los valores históricos de K son mayores o iguales a 2, KEST será igual a 2. Si en una hora todos los valores históricos son negativos, cero, iguales a 2 o mayores que 2, KEST será igual a 1.

El coeficiente de ajuste horario K se calculará como el correspondiente al último cierre de medidas disponible según la siguiente fórmula:

$$K = \frac{PERTRA + PERDIS + PEREXP}{PERN}$$

Donde:

- PERTRA: pérdidas horarias medidas en la red de transporte.
- PERDIS: pérdidas horarias medidas en todas las redes de distribución.
- PEREXP: pérdidas horarias asignadas a todas las unidades de exportación.
- PERN: $\sum_{ua} \sum_{pa} \sum_{nt} MPFC_{ua,pa,nt} \times CPERN_{pa,nt}$.

Donde:

– MPFC_{ua,pa,nt}: suma de las medidas de la energía consumida en la hora h en los puntos frontera de consumidores de la unidad de programación del comercializador o consumidor directo ua con peaje de acceso pa y nivel de tensión nt.

Cuando se produzcan cambios regulatorios del coeficiente de pérdidas CPERN_{pa,nt}, o cualquier otro cambio regulatorio que afecte al cálculo del coeficiente de ajuste horario K, el operador del sistema podrá revisar el coeficiente de ajuste estimado KEST para considerar el cambio regulatorio con el objeto de que los valores de KEST representen las condiciones futuras en el nuevo marco regulatorio.

6.2 Sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

El valor de KEST en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares será el mismo que el establecido en el apartado 5.1 para el sistema peninsular hasta que se desarrolle el procedimiento de liquidación en dichos territorios con las particularidades que, en su caso, se establezcan.

7. Estimación del volumen de aprovisionamiento de productos a plazo

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 9 del RD216, se define el término ArovMPlazo como el volumen estimado de aprovisionamiento por parte de todas las comercializadoras de referencia de productos a plazo, expresado en MWh. Este término se estimará, para cada hora h del mes, como la suma del volumen horario de aprovisionamiento esperado de energía de producto mensual, trimestral y anual de todas las comercializadoras de referencia:

$$\text{ArovMPlazo} = (\text{ArovMAnual}_n + \text{ArovMTrim}_t + \text{ArovMMen}_m)$$

Donde:

- ArovMAnual_n = $B \times a_n \times PDMPVPC \times DEMPREV_{anual}_n$.
- ArovMTrim_t = $B \times b_{n,t} \times PDMPVPC \times DEMPREV_{trimestral}_{n,t}$.
- ArovMMen_m = $B \times c_{n,m} \times PDMPVPC \times DEMPREV_{mensual}_{n,m}$.

Donde:

- B: coeficiente de ponderación del mercado a plazo, expresado en tanto por uno, establecido en el artículo 9 del RD216.
- a_n: coeficiente de ponderación, expresado en tanto por uno, aplicable al precio medio de los futuros anuales para el año «n». Su valor está establecido en el artículo 10 bis del RD216.

– $b_{n,t}$: coeficiente de ponderación, expresado en tanto por uno, aplicable al precio medio de los futuros trimestrales para el trimestre «t» del año «n». Su valor está establecido en el artículo 10 bis del RD216.

– $c_{n,m}$: coeficiente de ponderación, expresado en tanto por uno, aplicable al precio medio de los futuros mensuales para el mes «m» del año «n». Su valor está establecido en el artículo 10 bis del RD216.

– $DEMPREV_{anual_n}$: valor horario medio aritmético, en MWh, de la previsión de demanda peninsular del operador del sistema disponible para el año «n» el 20 de junio del año «n-1».

– $DEMPREV_{trimestral_{n,t}}$: valor horario medio aritmético, en MWh, de la previsión de demanda peninsular del operador del sistema disponible para cada trimestre «t» el día 20 del mes anterior al inicio del trimestre «t-1».

– $DEMPREV_{mensual_{n,m}}$: valor horario medio aritmético, en MWh, de la previsión de demanda peninsular del operador del sistema disponible para el mes «m» el día 20 del mes «m-2».

– $PDEMPVPC$: cuota de demanda en tarifa 2.0TD suministrada por todos los comercializadores de referencia respecto a la demanda total peninsular en el último mes con cierre C3 de Liquidación Intermedia Provisional disponible en el mes de publicación.

El volumen de aprovisionamiento horario de producto mensual, trimestral y anual correspondiente a cada comercializador de referencia en cada mes «m» del año «n» será el valor redondeado a un número entero que resulte de aplicar la fórmula siguiente:

$$AprovMAnual_{COR} = PDEM_{COR} \times AprovMAnual_n$$

$$AprovMTrim_{COR} = PDEM_{COR} \times AprovMTrim_{n,t}$$

$$AprovMMen_{COR} = PDEM_{COR} \times AprovMMen_{n,m}$$

Donde:

– $PDEM_{COR}$: cuota de demanda en tarifa 2.0TD de cada comercializador de referencia sobre el total de demanda en tarifa 2.0TD suministrada por los comercializadores de referencia en el último mes con cierre C3 de Liquidación Intermedia Provisional disponible en el mes de publicación.

El operador del sistema publicará, a cada comercializador de referencia, los valores anteriores para cada mes «m», trimestre, «t» y año «n» con la siguiente periodicidad:

– $AprovMAnual_{COR}$:

- junio del año «n-1» para el año «n».

– $AprovMTrim_{COR}$:

- septiembre del año «n-1» para el trimestre «t1» del año «n»,
- diciembre del año «n-1» para el trimestre «t2» del año «n»,
- marzo del año «n» para el trimestre «t3» del año «n»,
- junio del año «n» para el trimestre «t4» del año «n».

– $AprovMMen_{COR}$:

- noviembre del año «n-1» para el mes «m1» del año «n»,
- diciembre del año «n-1» para el mes «m2» del año «n»,
- enero del año «n» para el mes «m3» del año «n»,
- y así sucesivamente en cada mes «m-2» para el mes «m».