

## ANEXO I

### Procedimiento de operación 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 24 horas del día siguiente.

#### 2. Ámbito de aplicación.

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

#### 3. Hora de publicación de los componentes del PVPC.

Antes de las 20h30 de cada día, el operador del sistema publicará los valores de los componentes necesarios para el cálculo del PVPC para cada una de las 24 horas del día siguiente, de acuerdo a lo dispuesto en el presente procedimiento.

#### 4. Estimación del coste de los componentes del PVPC.

##### 4.1 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.

##### 4.2 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 Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo:

$$SAh = PMASh + CDSVh$$

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.

##### 4.2.1 Estimación del precio horario de los servicios de ajuste (PMASh).

El precio horario de los servicios de ajuste del sistema 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 3 del presente procedimiento.

Este componente es el resultado de dividir el coste de las restricciones técnicas al Programa Base de Funcionamiento (PBF), el coste fijo de la banda de regulación secundaria y el coste de la reserva de potencia adicional a subir, entre la demanda

programada en el mercado, con los datos conocidos en el momento de publicación del PVPC.

$$PMAS1h = \frac{ImpPMAS1h}{\sum_{ua} DemPHF1ua, h}$$

Donde:

ImpPMAS1h: 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.

DemPHF1ua,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 apartado 3 del 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;
- coste variable de la banda de regulación secundaria en tiempo real;
- variación del coste de la reserva de potencia adicional a subir por incumplimientos y por asignación de parte del coste a desvíos medidos de producción;
- coste de restricciones técnicas en tiempo real;
- coste por desvíos entre sistemas;
- ingreso/coste del saldo de los desvíos.

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 cuyo importe en euros no depende de la demanda y liquidado en los últimos doce meses con liquidación cerrada de mes completo:

- restricciones técnicas al PBF y en tiempo real,
- reserva de potencia a subir,
- banda de secundaria,
- desvíos entre sistemas.

$$PMAS2Am = \frac{\sum_{m-13}^{m-2} ImpPMAS}{\sum_{m-13}^{m-2} MBCua} - \frac{\sum_{m-13}^{m-2} ImpPMAS1}{\sum_{m-13}^{m-2} \sum_{ua} DemPHF1ua}$$

Donde:

ImpPMAS: Importe mensual en euros liquidado de restricciones técnicas al PBF y en tiempo real, reserva de potencia a subir, banda de secundaria 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, reserva de potencia a subir y banda de secundaria).

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.

PMAS2Bm: Precio estimado del componente saldo de desvíos, cuyo importe en euros depende de las medidas de demanda. Se calculará con el importe liquidado en los últimos doce meses con liquidación cerrada de un cierre de medidas provisional o definitivo.

$$PMAS2Bm = \frac{\sum_{c-11}^c ImpEXD}{\sum_{c-11}^c MBCua}$$

Donde:

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

ImpEXD: Importe mensual en euros liquidado del saldo de desvíos.

#### 4.2.2 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.

$$CDSVm = \frac{\sum_{c-11}^c ImpCDSVcor}{\sum_{c-11}^c MBCcor}$$

Donde:

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

ImpCDSVcor: Importe mensual del coste del desvío de la demanda de los comercializadores de referencia, en euros.

MBCcor: Demanda liquidada en barras de central de las unidades de los comercializadores de referencia, en MWh.

#### 4.3 Estimación de otros costes asociados al suministro.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 12 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, 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:

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

Los valores CCOMh, CCOSh 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 INTTh, cuantía horaria para la financiación del servicio de interrumpibilidad, será estimado conforme a lo previsto en el presente procedimiento.

##### 4.3.1 Estimación del coste del servicio de interrumpibilidad.

La estimación de la cuantía horaria para la financiación del servicio de interrumpibilidad, INTTh 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<sub>m</sub>: 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<sub>m</sub>: 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. Estimación del coeficiente de pérdidas del peaje de acceso.

5.1 Sistema peninsular.

A efectos de la aplicación de lo previsto en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 2016/2014, el coeficiente de pérdidas del peaje de acceso de aplicación al suministro en la hora *h*, PERD<sub>h</sub>, definido en dicho real decreto, se calculará con la fórmula siguiente:

$$PERD_{h,pa,nt} = KEST * CPERN_{pa,nt}$$

Donde:

KEST: Coeficiente de ajuste horario estimado.

CPERN<sub>pa,nt</sub>: 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.

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.

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  $nt$ .

## 5.2 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 la normativa que regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en dichos territorios con las particularidades que, en su caso, se establezcan.