

III. OTRAS DISPOSICIONES

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

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

En cumplimiento de lo previsto en el artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, el 23 de diciembre de 2019 se publicó en el «Boletín Oficial del Estado» la Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español.

La citada Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece en su artículo 30.2 un requerimiento al operador del sistema para lanzar a consulta pública una propuesta de adaptación de los procedimientos de operación a lo dispuesto en:

- a) Los artículos 7.1, 8.3, 8.5, 11.3 y 25.1.
- b) La participación de la demanda en los servicios de balance.
- c) Los artículos 9.2.e) y 9.4, en lo relativo a las pruebas para el procedimiento de habilitación para la provisión de los servicios de balance.
- d) Los artículos 20.3 y 20.4, cambio de programas de los Sujetos de Liquidación Responsables del Balance (BRP).

En cumplimiento de dicho requerimiento, entre el 23 de marzo y el 30 de abril de 2020, el operador del sistema sometió a consulta pública una propuesta de adaptación de varios procedimientos de operación que incorporaban modificaciones para su adaptación a las condiciones relativas al balance. Asimismo, en virtud de lo previsto en el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, que establece que el operador del sistema podrá proponer para su aprobación los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema, la propuesta de adaptación de los procedimientos de operación incluía cambios necesarios para mejorar la gestión técnica de la medida de energía eléctrica. Estas modificaciones consistían, fundamentalmente, en la reducción del plazo de envío de determinados datos de medida horarios, la adaptación a otros cambios normativos, la consideración de las instalaciones de almacenamiento, la incorporación del procedimiento de codificación del Código de Instalación de producción a efectos de Liquidación (CIL), y la actualización de terminología.

Con base en lo anterior, el operador del sistema remitió a la Dirección General de Política Energética y Minas de la Secretaría de Estado de Energía, con fecha 8 de junio de 2020, la propuesta de modificación de los procedimientos de operación PO 10.3, PO 10.4, PO 10.5, PO 10.6, PO 10.7, PO 10.8, PO 10.11 y PO 15.2, una vez analizadas las observaciones recibidas en fase de consulta pública. Asimismo, otro paquete de procedimientos de operación fue remitido a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para su aprobación.

Partiendo de la propuesta del operador del sistema, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico sometió a información pública, y remitió para informe a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia una propuesta de modificación de

los procedimientos de operación antes señalados que incorporó modificaciones menores sobre los textos propuestos por el operador del sistema, con objeto de matizar la consideración de las instalaciones de almacenamiento, y cambios menores de redacción.

Con fecha 26 de noviembre de 2020, y previo trámite de audiencia de la propuesta de modificación de los procedimientos de operación en el Consejo Consultivo de Electricidad, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó el «Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación a las condiciones relativas al balance y para la mejor gestión técnica de las medidas en el sistema eléctrico».

Asimismo, con fecha 15 de diciembre de 2020, la División de Magnitudes Energéticas, Medioambientales y Salud del Centro Español de Metrología remitió a la Dirección General de Política Energética y Minas de la Secretaría de Estado de Energía sus comentarios y propuesta de modificación del texto del procedimiento de operación 10.3 sometido a información pública, relativo a los requisitos de los equipos de inspección.

Atendiendo a las alegaciones e informes recibidos, la propuesta de resolución sometida a información pública e informe ha sido modificada para aplazar la revisión de los procedimientos de operación 10.3 y 10.8, y disponer que sean los encargados de la lectura quienes asignen los puntos frontera o agregaciones de clientes de tipo 3 a las unidades de programación. Asimismo, se han eliminado todos los cambios que no están relacionados con la adaptación de los procedimientos de operación a las condiciones relativas al balance, corrección de erratas o actualización de terminología. Respecto a los cambios suprimidos, que están relacionados con mejoras en la gestión técnica de las medidas del sistema eléctrico (adelanto de plazos de envío de medidas de puntos frontera tipo 3, 4 y 5 de instalaciones generación y de puntos tipo 3 de clientes, individualización de la medida horaria de puntos frontera tipo 3 y 4 de clientes, y eliminación de agregaciones de consumidores tipo 3), se da un mandato al operador del sistema para realizar un análisis coste beneficio y una valoración de las ventajas que estos cambios suponen para el sistema y para los consumidores, con el objetivo de someter a información pública en el corto plazo una nueva versión de los procedimientos de operación que incorpore, en su caso, las modificaciones mencionadas.

De conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el Reglamento (UE) 2017/2195, 23 de noviembre de 2017, y vista la propuesta realizada por el operador del sistema, las alegaciones recibidas y el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia,

Esta Secretaría de Estado resuelve:

Primero. *Aprobación de los procedimientos de operación del sistema eléctrico.*

Aprobar los procedimientos para la operación del sistema eléctrico siguientes, que se recogen como anexo de esta resolución:

- a) P.O. «10.4 Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones».
- b) P.O. «10.5 Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas».
- c) P.O. «10.6 Agregaciones de puntos de medida».
- d) P.O. «10.7 Alta, baja y modificación de fronteras de las que es encargado de la lectura el operador del sistema».
- e) P.O. «10.11 Tratamiento e intercambio de información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de participantes».

Segundo. *Aplicabilidad.*

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

Tercero. *Pérdida de efectos.*

A partir de la fecha en que sean de aplicación los procedimientos de operación aprobados por la presente resolución, quedan sin efecto cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en la presente resolución y en particular los siguientes procedimientos de operación del sistema:

a) P.O. «10.4 Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones», aprobado por resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

b) P.O. «10.5 Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas», aprobado por resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

c) P.O. «10.6 Agregaciones de puntos de medida», aprobado por resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

d) P.O. «10.7 Alta, baja y modificación de fronteras de las que es encargado de la lectura el operador del sistema», aprobado por resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

e) P.O. «10.11 Tratamiento e intercambio de Información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de participantes», aprobado por resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Cuarto. *Mandatos al operador del sistema.*

1. Con el fin de valorar la conveniencia de introducir en los procedimientos de operación las modificaciones propuestas por el operador del sistema en su escrito de 8 de junio de 2020 que no han sido finalmente incorporadas mediante esta resolución, en el plazo no superior a cuatro meses desde la entrada en vigor de la misma, el operador del sistema remitirá a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico un análisis coste beneficio y una valoración que analice las ventajas para el sistema eléctrico y para los consumidores de incorporar en los procedimientos de operación los cambios necesarios para:

a) Adelantar a D+1 los plazos de envío de medidas de puntos frontera tipo 3, 4 y 5 de instalaciones de generación, y de puntos tipo 3 de clientes con telemedida.

b) Adelantar al cuarto día hábil de M+1 los plazos de envío de medidas de puntos frontera de clientes tipo 3 sin telemedida.

c) Individualizar la medida horaria de puntos frontera tipo 3 y 4 de clientes.

d) Eliminar las agregaciones de consumidores tipo 3.

2. En un plazo no superior a diez meses desde la entrada en vigor de esta resolución, el operador del sistema remitirá a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico un análisis coste beneficio y una valoración

que analice las ventajas para el sistema eléctrico y para los consumidores de incorporar en los procedimientos de operación los cambios necesarios para reducir los plazos actuales de liquidación de medidas al día siguiente en que se produzca el consumo y para la eliminación de agregaciones.

Quinto. *Publicación.*

La presente resolución será objeto de publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 29 de diciembre de 2020.–La Secretaria de Estado de Energía, Sara Agesen Muñoz.

P.O. 10.6. Agregaciones de puntos de medida

1. Objeto

El objeto de este documento es definir el procedimiento de cálculo de las agregaciones de puntos de medida y la información a intercambiar de las mismas.

2. Ámbito de aplicación

Este documento aplica a los puntos frontera de clientes tipo 3, 4 y 5.

3. Responsabilidades

Los distribuidores son los responsables del cálculo de las agregaciones de los puntos frontera de clientes tipo 3, 4 y 5, de acuerdo a lo indicado en este documento.

4. Cálculo de agregaciones

4.1. Definición de medidas agregadas

4.1.1. Medidas agregadas de fronteras de clientes

Una medida agregada de medidas horarias de puntos frontera de clientes es el resultado de calcular el sumatorio de la energía activa para cada periodo de integración horario de los distintos puntos frontera de clientes agrupados por distribuidor, comercializador, nivel de tensión, peaje de acceso, discriminación horaria, tipo de punto de medida, sistema eléctrico aislado (para los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares) o provincia (para el sistema peninsular), indicativo de participación en mercados de ajuste y, en su caso, configuración de autoconsumo y signo (energía consumida o excedentaria) para cada una de las fechas en las que se comunica información.

Las medidas agregadas de dichas fronteras se obtendrán a partir de:

- Medidas de curvas de carga horaria CCH reales o estimadas de suministros que dispongan de equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas.
- Medidas horarias de suministros que no dispongan de equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas y deban ser previamente perfilados a partir de las medidas utilizadas para la facturación del peaje

de acceso de terceros a la red (saldos de ATR) de acuerdo con lo establecido en el P.O.10.5.

4.1.2. Medidas agregadas de fronteras de instalaciones de generación de las que el distribuidor es encargado de lectura

Una medida agregada de fronteras de instalaciones de generación de las que el distribuidor es encargado de lectura es el resultado de calcular el sumatorio de energía activa generada horariamente de los distintos puntos frontera de dichas instalaciones agrupados por distribuidor, unidad de programación o entidad de liquidación del representante o titular sin representante, tipo de punto de medida, sistema eléctrico aislado para los sistemas eléctricos no peninsulares o provincia para el sistema peninsular.

4.2. Requisitos de los concentradores secundarios que calculan e intercambian datos de agregaciones

Los concentradores secundarios dentro del alcance de este documento deberán cumplir los requisitos indicados en los PP.OO. 10.4 y 10.11.

4.3. Procedimiento de cálculo de medidas agregadas

Los encargados de la lectura deberán calcular las distintas agregaciones de las que son partícipes de acuerdo a lo indicado en este procedimiento.

4.3.1. Identificación y alta de las agregaciones

Cada encargado de la lectura deberá identificar y notificar al comercializador/consumidor directo a mercado y al operador del sistema las agregaciones que tiene responsabilidad de calcular utilizando el protocolo, plazos y formatos descritos en los PP.OO. 10.4, 10.5 y 10.11.

4.3.2. Baja de agregaciones

Cada encargado de la lectura deberá identificar y notificar al comercializador/consumidor directo a mercado y al operador del sistema las agregaciones de las que deja de tener responsabilidad de cálculo por dejar de ser partícipe de las mismas utilizando el protocolo, plazos y formatos descritos en los PP.OO 10.4, 10.5 y 10.11.

4.3.3. Cálculo de medidas agregadas

Cada encargado de la lectura deberá calcular las distintas agregaciones de las que es responsable atendiendo a la definición descrita en el apartado 4.1 de este documento.

a. Las medidas individuales (desagregadas) de cada punto frontera de cliente tipo 3 y 4 con equipos no integrados en los sistemas de telegestión y telemedida deberán haber sido calculadas y perfiladas, en su caso, previamente de acuerdo a lo establecido en el P.O. 10.5. "Cálculo del Mejor Valor de Energía en los Puntos Frontera y Cierres de Energía del Sistema de Información de Medidas Eléctricas".

Cada medida agregada de clientes tipo 3 y 4 con equipos no integrados en los sistemas de telegestión y telemedida y que no dispongan de equipo de medida horario en un periodo de integración y magnitud tiene asociada adicionalmente la siguiente información:

- Número total de puntos frontera que participan en el cálculo de dicha agregación en el periodo de integración indicado.
- Energía calculada (agregada) utilizando únicamente medidas procedentes de registrador con las características indicadas en el Reglamento unificado de puntos de medida (esto es, excluyendo las estimadas).
- Número de puntos frontera que han servido como base para el cálculo anterior (las procedentes de registrador que cumplan el Reglamento unificado de puntos de medida).
- Energía calculada (agregada) utilizando únicamente medidas estimadas de los suministros con registrador horario con las características indicadas en el Reglamento unificado de puntos de medida.
- Número de puntos frontera que han servido como base para el cálculo anterior (las medidas estimadas de suministros con registrador horario que cumpla el Reglamento unificado de puntos de medida).

En el Anexo 1 de este documento se detalla el procedimiento de tratamiento de decimales de las medidas agregadas.

b. Las medidas individuales (desagregadas) de cada punto frontera de cliente tipo 5 y los de tipo 3 y 4 integrados en los sistemas de telegestión y telemedida, deberán haber sido calculadas previamente de acuerdo a lo establecido en el P.O. 10.5.

Cada medida agregada de clientes tipo 5 y los de tipo 3 y 4 integrados en los sistemas de telegestión y telemedida, en un periodo de integración horario deberá tener asociada la siguiente información:

- Sumatorio de la medida horaria de energía de todos los suministros que forman parte de la agregación para el periodo horario (en kWh)
- Número total de suministros que forman parte de la agregación para el periodo horario
- Sumatorio de las medidas horarias de energía procedentes de curva real de suministros que dispongan de equipos de medida con capacidad de telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas que forman parte de la agregación para el periodo horario (en kWh)
- Número de suministros con medida procedente de curva real
- Sumatorio de las medidas horarias de energía procedentes de medida estimada de suministros que dispongan de equipos de medida con capacidad de telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas que forman parte de la agregación para el periodo horario (en kWh)
- Número de suministros con medida estimada

El detalle de la obtención de cada uno de los datos agregados de clientes tipo 5 y los de tipo 3 y 4 integrados en los sistemas de telegestión se describe en el Anexo 2 de este documento.

4.4. Intercambio de información

4.4.1. Publicaciones de los concentradores secundarios al concentrador principal

El intercambio de información de medidas agregadas de puntos frontera clientes atenderá a lo indicado en el P.O. 10.11 “Tratamiento e intercambio de Información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes”, junto con las consideraciones de este procedimiento.

Las medidas agregadas que deberá calcular y enviar cada concentrador secundario quedan identificadas por la siguiente información:

- Concentrador que envía la medida
- Magnitud (será activa consumida para agregaciones de clientes)
- Fecha a la que aplica la información

- Periodo de integración
- Medida (kWh, valores incrementales)
- Número total de puntos frontera y sumatorio de las medidas horarias de energía de la agregación según se describe en el apartado 4.3.3. de este procedimiento.
- Agregación calculada: identificada por los distintos parámetros que la definen descritas en los apartados 4.1.1. y 4.1.2. de este procedimiento. Esto es, cada concentrador secundario, enviará para cada periodo y magnitud las distintas agregaciones vigentes de las que disponga de medidas

4.4.2. Publicaciones del concentrador principal a los concentradores secundarios

La publicación por parte del operador del sistema de las medidas agregadas se realizará utilizando el protocolo de comunicaciones entre concentradores y formatos descritos en el P.O. 10.4.

4.4.3. Publicaciones del operador del sistema

El operador del sistema publicará las medidas agregadas de las energías acumuladas mensuales de instalaciones de generación necesarias a efectos de aplicación del artículo 15 del Reglamento unificado de puntos de medidas.

ANEXO 1. Método de obtención de las medidas agregadas de clientes tipo 3 y 4 no integrados en los sistemas de telegestión y telemedida

El objeto de este anexo es establecer la metodología para el tratamiento de decimales de los datos agregados en kWh de las medidas de clientes tipo 3 y 4 no integrados en los sistemas de telegestión y telemedida a partir de sus medidas horarias.

Sean:

VR_i Valor de la medida de la agregación en kWh de un conjunto de fronteras calculadas de acuerdo a lo indicado en el apartado 4.3.3 para el periodo de integración *i* con 12 decimales.

EA_i Error acumulado de energía del periodo de integración *i* calculado como

$$EA_i = \sum_{n=1}^{n=i} VR_n - \sum_{n=1}^{n=i} VF_n$$

Con **EA₀**= 0 kWh y con *i* variando desde 1 hasta el número de periodos de integración de un mes completo (por ejemplo 24 x n° de días mes).

VF_i Valor agregado en kWh sin decimales con el que se generarán los ficheros para el periodo de integración *i* que se calculará a partir de la expresión:

$$VF_i = \text{Redondear} [VR_i + EA_{i-1}]$$

Siendo la función **Redondear** la que asigna al número X.YYYYYYYYYYYYYY a X+1 si YYYYYYYYYYYYYY ≥ 0.5 y X si YYYYYYYYYYYYYY < 0.5

Ejemplo

Periodo (1 a n° horas mes)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	
VR_i	6,3	7,1	6,4	6,5	6,2	6,1	6,9	7	5,5	2,1	8,7	5,4	2,7	5,8	9,4	4,5	5,7	5,4	8,8	7,2	6,8	5,1	7,8	2,6	1,8	2,9	4,8	8,1	5,1	
EA_i	0,3	0,4	-0,2	0,3	-0,5	-0,4	-0,5	-0,5	0	0,1	-0,2	0,2	-0,1	-0,3	0,1	-0,4	0,3	-0,3	-0,5	-0,5	-0,3	-0,5	-0,4	0,4	0	-0,2	-0,3	-0,5	-0,4	-0,3
VF_i	6	7	7	6	7	6	7	7	5	2	9	5	3	6	9	5	5	6	9	7	7	5	7	3	2	3	5	8	5	

ANEXO 2. Método de obtención de las medidas agregadas de clientes tipo 5 y de tipo 3 y 4 integrados en los sistemas de telegestión y telemedida

El objeto de este anexo es establecer la metodología de obtención de los datos agregados de medidas de clientes tipo 5 y de tipo 3 y 4 integrados en los sistemas de telegestión y telemedida, a partir de las medidas horarias en Wh que combinan suministros que dispongan de equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, así como de suministros que no estén integrados y deban ser perfilados.

Sean:

CCH^c_{h,d,a} Medida horaria del cliente “c” de la agregación “a” correspondiente a la hora “h” y día “d” en Wh

AGR_{h,d,a} Sumatorio en kWh de las medidas horarias de los clientes de la agregación “a” en la hora “h” y día “d” en Wh

N_{h,d,a} Número de clientes con medida horaria de la agregación “a” correspondiente a la hora “h” y día “d”

CCHr^c_{h,d,a} Medida horaria real del cliente “c” de la agregación “a” correspondiente a la hora “h” y día “d” en Wh

AGRr_{h,d,a} Sumatorio en kWh de las medidas horarias de los clientes de la agregación “a” con medida real (que disponga de equipo de medida con capacidad para telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas) en la hora “h” y día “d” en Wh

Nr_{h,d,a} Número de clientes con medida horaria real de la agregación “a” correspondiente a la hora “h” y día “d”

CCHe^c_{h,d,a} Medida horaria estimada del cliente “c” de la agregación “a” correspondiente a la hora “h” y día “d” en Wh

AGRe_{h,d,a} Sumatorio en kWh de las medidas horarias de los clientes de la agregación “a” con medida estimada en la hora “h” y día “d” en Wh

Ne_{h,d,a} Número de clientes con medida horaria estimada de la agregación “a” correspondiente a la hora “h” y día “d”

CCHp^c_{h,d,a} Medida horaria perfilada del cliente “c” perfilada de la agregación “a” correspondiente a la hora “h” y día “d” en Wh

AGRp^c_{h,d,a} Sumatorio en kWh de las medidas horarias de los clientes de la agregación “a” con medida perfilada en la hora “h” y día “d” en Wh

Np_{h,d,a} Número de clientes con medida horaria perfilada de la agregación “a” correspondiente a la hora “h” y día “d”

Donde:

$\sum \mathbf{CCHr}_{h,d,a}$, $\sum \mathbf{CCHe}_{h,d,a}$ aplicarán a suministros que dispongan de equipos de medida con capacidad para teledata y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas

$\sum \mathbf{CCHp}_{h,d,a}$ a suministros que NO dispongan de equipos de medida con capacidad para teledata y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas

Por tanto se cumplirá que:

$$\sum \mathbf{CCH}^c_{h,d,a} = \sum \mathbf{CCHr}^c_{h,d,a} + \sum \mathbf{CCHe}^c_{h,d,a} + \sum \mathbf{CCHp}^c_{h,d,a}$$

$$\mathbf{N}_{h,d,a} = \mathbf{Nr}_{h,d,a} + \mathbf{Ne}_{h,d,a} + \mathbf{Np}_{h,d,a}$$

El proceso de cálculo de agregaciones en kWh ocasiona la existencia de decimales asociados al valor de las medidas horarias **CCHr^c_{h,d,a}**, **CCHe^c_{h,d,a}**, **CCHp^c_{h,d,a}** en Wh.

Los valores decimales resultantes se tratarán de la siguiente manera:

Se emplearán al menos doce (12) decimales en el proceso

Se asignará a cada sumatorio $\sum \mathbf{CCHr}^c_{h,d,a}$, $\sum \mathbf{CCHe}^c_{h,d,a}$, $\sum \mathbf{CCHp}^c_{h,d,a}$ de la hora “h” y día “d” el valor entero tras redondear

Se arrastrará el residuo decimal existente en el cálculo de la hora “h” y día “d” a la siguiente hora “h+1” cuya medida horaria se debe estimar

Esto es:

Para la primera hora a agregar:

$$\mathbf{AGRr}_{h,d,a} = \mathbf{Redondear} [\sum \mathbf{CCHR}^c_{h,d,a}]$$

Para las restantes horas a agregar:

$$\mathbf{AGRr}_{h+1,d,a} = \mathbf{Redondear} [\sum \mathbf{CCHR}^c_{h,d,a} + \mathbf{residuo} \mathbf{AGRr}_{h,d,a}]$$

$$\mathbf{residuo} \mathbf{AGRr}_{h,d,p} = \sum \mathbf{AGRr}_{h,d,p} - \sum \mathbf{CCHR}^c_{h,d,a}$$

Siendo la función **Redondear** la que asigna al número X.YYYYYYYYYYYYYY a X+1 si YYYYYYYYYYYYYY \geq 0.5 y X si YYYYYYYYYYYYYY < 0.5