

Guía de seguimiento y notificación de las emisiones GEI del sector cementero español en el marco del IV periodo ETS 2021-2030

De acuerdo al Reglamento Delegado (UE) 2019/331 para la armonización de la asignación gratuita de derechos de emisión y al Reglamento de ejecución (UE) 2018/2066 sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones GEI

Abril de 2019



EQUIPO DE REDACCIÓN:

- Arturo Alarcón Barrio, IECA
- Sergio Cuadrado Iglesias, Fundación CEMA
- Pedro Mora Peris, Oficemen
- Sonia Silva Segovia, Oficemen

ISBN 13: 978-84-09-11984-4

INDICE

1.	OBJETO DE LA GUIA.....	7
2.	INTRODUCCIÓN.....	7
3.	SECTOR CEMENTERO ESPAÑOL.....	9
4.	MARCO LEGAL.....	10
4.1.	DIRECTIVA (UE) 2018/410.....	10
4.2.	REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2019/331 O REGLAMENTO FAR.....	13
4.2.1.	Determinación de niveles históricos de actividad.....	15
4.2.2.	Cálculo para determinar el HAL por defecto.....	16
4.2.3.	Cálculo para determinar el HAL cuando no se ha funcionado el periodo de referencia completo.....	16
4.3.	REAL DECRETO 18/2019: EL PROCESO DE ASIGNACIÓN GRATUITA Y SU APLICACIÓN EN ESPAÑA EN EL PERIODO 2021-2030.....	21
4.4.	REGLAMENTO (UE) 2018/2066 MRR.....	23
5.	NOVEDADES EN LA FASE IV DEL SEGUIMIENTO Y LA NOTIFICACIÓN EN EL MARCO DE LA ASIGNACIÓN GRATUITA.....	27
5.1.	NUEVOS ELEMENTOS RELEVANTES DE LA DIRECTIVA.....	27
5.2.	NUEVOS ELEMENTOS RELEVANTES DEL REGLAMENTO FAR.....	28
5.3.	EL INFORME BASE DE DATOS DE REFERENCIA (IDR).....	29
5.3.1.	Contenido del IDR.....	30
5.4.	EL PLAN METODOLOGICO DE SEGUIMIENTO (PMS).....	37
5.4.1.	Contenido del PMS.....	39
5.4.2.	Verificación sin tener el PMS aprobado.....	45
5.4.3.	Principio de mejora, aprobación de actualizaciones. Causas de modificación importantes.....	45
6.	EL CICLO DE CUMPLIMIENTO.....	48
6.1.	GENERALIDADES.....	48
6.2.	EL CICLO DE CUMPLIMIENTO PMS.....	49
6.3.	EL CICLO DE CUMPLIMIENTO PS.....	50
7.	CONCEPTOS BASICOS PARA LA ASIGNACION GRATUITA.....	51
7.1.	PRINCIPIOS BASICOS.....	51
7.2.	REGLA DE LOS CUATRO PASOS.....	51
7.3.	REGLAS ADICIONALES A LA REGLA DE LOS CUATRO PASOS.....	55
7.3.1.	CL no CL.....	55
7.3.2.	Regla del 95% (minimis).....	56
7.3.3.	Completitud.....	56
7.3.4.	Doble contabilidad.....	56
7.4.	CÁLCULOS NECESARIOS PARA REALIZAR LA DIVISION EN SUBINSTALACIONES.....	57
7.4.1.	Uso de contadores.....	57
7.4.2.	Criterios sobre la selección de los datos más exactos posible.....	62
7.4.3.	Determinación de los límites de subinstalación con referencia de calor (Q).....	64
	Calor importado/exportado.....	66
7.4.4.	Determinación de los límites de subinstalación con referencia de combustible.....	67

7.4.5.	Determinación de los límites de subinstalación de emisiones de proceso	68
7.4.6.	Seguimiento de electricidad	70
7.5.	ACTIVIDADES DE FLUJO DE DATOS Y SISTEMA DE CONTROL	70
7.6.	CONCEPTO DE EMISIONES ATRIBUIDAS	73
7.7.	EJEMPLOS DE SUBINSTALACIONES Y MONITORIZACIÓN	74
7.7.1.	CASO 1.....	74
7.7.2.	CASO 2.....	78
7.7.3.	CASO 3.....	83
7.7.4.	CASO 4.....	88
7.7.5.	CASO 5.....	93
8.	SEGUIMIENTO EMISIONES MRR	98
8.1.	PRINCIPIOS BASICOS	98
8.2.	PLANTEAMIENTOS PARA LA MONITORIZACIÓN.....	99
8.3.	TIPOS DE EMISIONES.....	99
8.4.	TIPOS DE INSTALACIONES, FUENTES DE EMISION, FLUJOS FUENTE.....	102
8.4.1.	Categorías de instalación.....	102
8.4.2.	Instalaciones con bajas emisiones	102
8.4.3.	Límites del seguimiento.....	102
8.4.4.	Clasificación de fuentes	102
8.4.5.	Criterios de clasificación	106
8.4.6.	Costes irrazonables.....	109
9.	PLAN DE SEGUIMIENTO.....	111
9.1.	DESARROLLO DEL PLAN DE SEGUIMIENTO, PS.....	111
9.2.	SELECCION DEL NIVEL DE PLANTEAMIENTO Y EVIDENCIA DEL CUMPLIMIENTO DE LA INCERTIDUBRE REQUERIDA	112
10.	EMISIONES DE COMBUSTION.....	115
10.1.	METODOLOGÍA GENERAL EN EMISIONES DE COMBUSTIÓN.....	115
10.1.1.	Combustibles comerciales estándar	116
10.1.2.	Flujos-fuente principales y secundarios.....	117
10.1.3.	En flujos-fuente de minimis.....	117
10.2.	DATOS DE ACTIVIDAD. CONCEPTO DE PARTIDA.....	117
10.2.1.	Humedad en combustibles	118
10.2.2.	Densidad aparente en combustibles	119
10.2.3.	Determinación y gestión del stock: lifo y fifo.....	120
10.2.4.	Aplicación de los niveles de planteamiento para los datos de actividad de combustibles	120
10.2.5.	Cantidades medidas en básculas. Criterios mínimos de verificación y calibración	120
10.3.	EMISIONES DE COMBUSTION. OBTENCION DEL FACTOR DE EMISION.....	121
10.3.1.	Aplicación de los niveles de planteamiento para los factores de emisión de combustibles	121
10.3.2.	Uso de factores bibliográficos.	122
10.3.3.	Uso de factores del suministrador.....	122
10.3.4.	Aplicación de los niveles de planteamiento para el VCN de combustibles	123
10.4.	EMISIONES DE COMBUSTION. OBTENCION DEL FACTOR DE OXIDACION.	123

10.5. BIOMASA Y FRACCIONES DE BIOMASA	124
10.5.1. Criterios de descuento fijo	126
10.5.2. Criterios de descuento variable.....	126
10.5.3. Método de certificación por proveedor.....	126
10.5.4. Métodos para combustibles derivados de residuos.....	126
11. EMISIONES DE PROCESO	128
11.1. METODOLOGÍA GENERAL EN EMISIONES DE PROCESO	128
11.1.1. Flujos-fuente principales	129
11.1.2. Flujos-fuente secundarios y de minimis	129
11.2. DATOS DE ACTIVIDAD EN EMISIONES DE PROCESO, CONSIDERACIONES PARTICULARES	129
11.2.1. Tratamiento de la humedad	129
11.2.2. Tratamiento de la densidad.....	130
11.3. DATOS DE ACTIVIDAD, MÉTODO CLINKER.....	131
11.3.1. Método clinker. Datos de actividad.....	132
11.3.2. Contribución de incertidumbre en adiciones, clinker y cemento expedido en sacos. Casos particulares.....	133
11.3.3. Determinación de stocks	134
11.3.4. Tratamiento del CKD	134
11.3.5. Descuento por cenizas de combustibles.....	135
11.3.6. Descuento por aditivos.....	135
11.4. DATOS DE ACTIVIDAD, MÉTODO CARBONATOS.....	136
11.4.1. Método A1. Carbonatos. Molienda de crudo.....	136
11.4.2. Método A2. Carbonatos. Alimentación de crudo.....	136
11.4.3. Método A3. Carbonatos. Balance de masas.....	136
11.4.4. Cantidades medidas en básculas. Criterios mínimos de verificación y calibración.....	137
11.5. FACTOR DE EMISIÓN. MÉTODO CLINKER.....	137
11.5.1. Factores estequiométricos	137
11.5.2. Factores híbridos	137
11.5.3. Corrección de factores de emisión por aporte de materiales descarbonatados	139
11.6. FACTORES DE EMISIÓN EN MÉTODOS CARBONATOS	139
11.6.1. Factores estequiométricos.....	139
11.6.2. Conversión directa.....	140
11.7. EMISIONES DE PROCESO. FACTOR DE CONVERSION.....	140
11.8. EMISIONES PROCEDENTES DE CARBONO NO CARBONATADO EN MATERIA PRIMA Y EMISIONES DEL LAVADO DE GASES.....	141
12. CONSIDERACIONES SOBRE FRECUENCIAS DE MUESTREO	143
12.1. COQUE DE PETRÓLEO Y OTROS COMBUSTIBLES	144
12.2. CRUDO Y CLINKER	146
12.3. ANÁLISIS DE COSTES IRRAZONABLES EN RELACIÓN CON FRECUENCIAS DE MUESTREO.....	146
12.4. LABORATORIOS ACREDITADOS	147
13. CÁLCULO DE INCERTIDUMBRE	149
13.1. CONCEPTO DE PROCESO DE MEDICION	149
13.2. POSIBLES CONTRIBUCIONES A CONSIDERAR EN CÁLCULOS DE INCERTIDUMBRE	150

13.2.1. Estimación de la incertidumbre.....	150
13.2.2. Composición de incertidumbres.....	151
13.2.3. Posibles contribuciones a la incertidumbre.....	151
13.2.4. Básculas puente.....	153
14. ACTIVIDADES DE FLUJO DE DATOS EN RELACION CON EL SEGUIMIENTO Y NOTIFICACION ANUAL DE EMISIONES.....	155
14.1. PRINCIPIOS BÁSICOS. INTEGRACION CON SISTEMAS DE GESTION.....	156
14.2. SISTEMA DE CONTROL.....	157
14.2.1. Concepto de Riesgo.....	158
14.2.2. Elementos del sistema de control.....	158
14.2.3. Análisis de riesgos.....	159
15. SEGUIMIENTO, NOTIFICACION y VERIFICACIÓN.....	163
ANEXO I. DETERMINACION DE FRACCIONES DE BIOMASA PARA COMBUSTIBLES DERIVADOS DE RESIDUOS.....	164
Categoría de los flujos fuente:.....	164
CDRs que constituyen fuentes de minimis.....	164
CDRs que constituyen fuentes secundarias o principales.....	165
Concepto de partida.....	165
Métodos de ensayo.....	168
Método del C14.....	168
Método de disolución selectiva.....	168
Método de selección manual.....	168
ANEXO II. PROPUESTA PARA LA DETERMINACION DEL FACTOR DE BIOMASA DE LOS NFUs EN ESPAÑA.....	169
ANEXO IIIa. EVALUACION DE RIEGOS. POSIBILIDAD A.....	178
ANEXO IIIb. CRITERIOS DE EVALUACIÓN.....	179
GLOSARIO	181
DOCUMENTACIÓN DE REFERENCIA	182

1. OBJETO DE LA GUIA

OFICEMEN promueve la publicación de esta guía de monitorización de emisiones de gases de efecto invernadero, completamente actualizada, con un triple objetivo:

- Ser una guía de aplicación del REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2019/331 por el que se determinan las normas transitorias de la Unión para la armonización de la asignación gratuita de derechos de emisión para el periodo 2021-2030 que sustituye a la Decisión 2011/278/UE y del REGLAMENTO DE EJECUCIÓN¹ (UE) 2018/2066 sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero en aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo y por el que se modifica el Reglamento (UE) 601/2012 de la Comisión.
- Fijar criterios específicos de aplicación para el sector cementero.
- Ser referente de las prácticas de seguimiento y notificación, ofreciendo soluciones concretas a los problemas identificados en la realidad industrial del sector cementero.

2. INTRODUCCIÓN

El seguimiento, notificación y verificación de las emisiones constituye un elemento clave en el diseño de todo régimen de comercio de derechos de emisión. Mediante este mecanismo se determina cuáles han sido las emisiones de cada una de las instalaciones y operadores aéreos afectados y, por tanto, qué cantidad de derechos de emisión deben entregar.

En el Régimen Comunitario de Derechos de Emisión, RCDE UE, es el titular de la instalación o el operador aéreo afectado el responsable del seguimiento de sus emisiones, conforme a lo establecido en su autorización de emisión o su plan de seguimiento, respectivamente, y a las normas al efecto aprobadas por la Comisión Europea. Cada titular de instalación y cada operador aéreo deben entregar anualmente el informe de emisiones a un verificador independiente, que se encarga de comprobar que las emisiones se han determinado conforme a lo establecido en dichos documentos.

El procedimiento anual de seguimiento, notificación y verificación de emisiones, con todos los procesos que lo acompañan, es lo que se denomina *ciclo de cumplimiento* del RCDE UE.

Las normas que rigen este ciclo anual para el periodo 2021-2030 se encuentran en dos Reglamentos:

- REGLAMENTO DE EJECUCIÓN (UE) 2018/2066 DE LA COMISIÓN de 19 de diciembre de 2018 sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero en aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo y por el que se modifica el Reglamento (UE) 601/2012 de la Comisión, (Monitoring and Reporting Regulation, MRR)
- REGLAMENTO DE EJECUCIÓN (UE) 2018/2067 DE LA COMISIÓN de 19 de diciembre de 2018 relativo a la verificación de los datos y a la acreditación de los verificadores de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, (Accreditation and Verification Regulation, AVR)

Pero debido a la reforma estructural del RCDE UE para la Fase IV con la modificación de la Directiva 2003/87/CE sobre el régimen europeo del comercio de derechos de emisión mediante la nueva Directiva

¹ Aplicable a partir de 2021

(UE) 2018/410, publicada el 19 de marzo de 2018, la arquitectura general de este ciclo de cumplimiento también se va a aplicar para fines de asignación gratuita según lo establecido por el REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2019/331 por el que se determinan las normas transitorias de la Unión para la armonización de la asignación gratuita de derechos de emisión para el periodo 2021-2030 que sustituye a la Decisión 2011/278/UE ya que aparecen en escena nuevas figuras y conceptos como el **Plan Metodológico de Seguimiento** o PMS (también conocido como Monitoring Methodology Plan).

Mientras que el ciclo de cumplimiento de seguimiento, notificación y verificación de emisiones como ya se ha comentado es anual, el Reglamento 2019/331, o Reglamento FAR; requieren la presentación de informes solo cada 5 años, por lo tanto, no se requieren informes de mejora bajo este Reglamento ya que no pueden utilizarse recomendaciones que tengan origen en la verificación anual.

A grandes rasgos, se plantea un proceso de asignación en el que las instalaciones deberán presentar antes del 31 de mayo de 2019 un PMS que incluya las variables clave para la asignación gratuita (división en subinstalaciones, cálculo de producciones, determinación del calor medible y no medible, etc.) y un informe verificado de su actividad en términos de nivel de actividad, emisiones, flujos energéticos del periodo 2014-2018. Esta información, una vez aprobada por la autoridad competente, será trasladada a la Comisión Europea, en septiembre de 2019. Con los datos aportados por las instalaciones en sus solicitudes de asignación, la Comisión Europea calculará los nuevos parámetros de referencia *Benchmarks* para establecer la asignación gratuita del periodo 2021-2025 utilizando los datos facilitados por los titulares de las instalaciones correspondientes a los años 2016-2017. Teniendo en cuenta estos nuevos Benchmarks, los Estados Miembros calcularán la asignación preliminar de cada instalación para el periodo 2021-2025 y se remitirá esta información a la Comisión Europea para el cálculo de la asignación final.

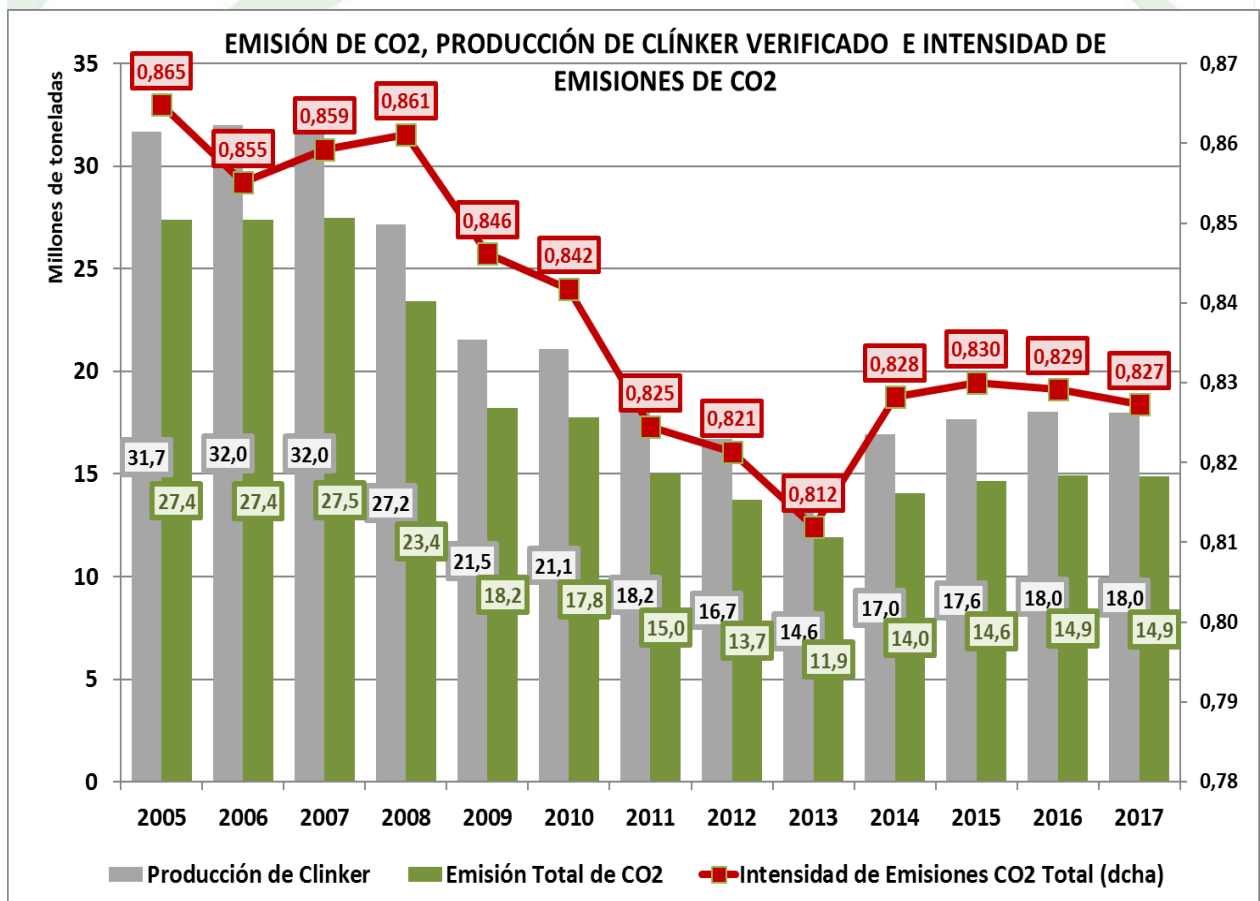
Además, los titulares de instalaciones deben realizar el seguimiento sobre los parámetros que han de servir de base para el cálculo de la asignación gratuita, es decir, los niveles de actividad de cada instalación, de conformidad con el REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2019/331 a partir de 2019, para garantizar que los datos correspondientes al año 2019 puedan recopilarse con arreglo a las disposiciones de éste.

3. SECTOR CEMENTERO ESPAÑOL

El Anexo 1 de la Ley 1/2005 por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero establece el criterio por el cual las instalaciones del sector cementero pasan a formar parte de instalaciones afectadas por el régimen de comercio de derechos de emisión. Se trata de las *instalaciones de fabricación de cemento sin pulverizar, clínker, en hornos rotatorios con una producción superior a 500 toneladas diarias, o de cal en hornos rotatorios con una capacidad de producción superior a 50 toneladas por día, o en hornos de otro tipo con una capacidad de producción superior a 50 toneladas por día.*

De acuerdo con este criterio, existen 33 fábricas de cemento afectadas situadas en 14 comunidades autónomas.

La evolución de las emisiones del sector tanto en términos de emisiones de CO₂ absolutas como en intensidad de emisiones se representan en la siguiente gráfica:



Por otra parte, la hoja de ruta del sector cementero español para la reducción de emisiones de CO₂ a 2050 puede consultarse aquí: <https://www.oficemen.com/sostenibilidad/hoja-de-ruta/>.

4. MARCO LEGAL

4.1. DIRECTIVA (UE) 2018/410

Uno de los objetivos acordados por el Consejo Europeo como parte del marco de actuación en materia de clima y energía hasta el año 2030 consiste en reducir las emisiones de gases de efecto de invernadero en la UE en al menos un 40 % para 2030 con respecto a los niveles de 1990. Para lograr este objetivo, los sectores cubiertos por el Régimen Europeo de Comercio de Derechos de Emisión deben reducir sus emisiones en un 43% respecto a sus niveles del año 2005. A fin de permitir que el RCDE UE cumpla este objetivo, en 2015 la Comisión aprobó una propuesta para revisar el RCDE UE de cara a su cuarto período de comercio 2021-2030 (Fase IV).

La Directiva RCDE UE revisada para la Fase IV, tiene como meta facilitar el logro de un triple objetivo consistente en reducir en un 43 % las emisiones de GEI de los sectores del RCDE UE para 2030, salvaguardar la competitividad industrial y fomentar la modernización y la innovación baja en carbono a través de una serie de medidas.

La nueva Directiva (UE) 2018/410, publicada el 19 de marzo de 2018, modifica la Directiva 2003/87/CE sobre el régimen europeo del comercio de derechos de emisión y acomete una revisión en profundidad del régimen comunitario para el próximo período de comercio (Fase IV).

La reforma de la Directiva se ha centrado en los siguientes aspectos:

- Consolidar el RCDE UE, aumentando el ritmo de reducciones anuales de derechos de emisión al 2,2% a partir de 2021, y reforzando el mecanismo de la reserva de estabilidad del mercado,
- Mantener la asignación gratuita de derechos de emisión como garantía de competitividad internacional de los sectores industriales expuestos a un riesgo de fuga de carbono y garantizar, al mismo tiempo, que las normas para determinar la asignación gratuita sean específicas y reflejen los avances tecnológicos. La asignación gratuita a la industria está justificada por la necesidad de abordar el riesgo real de que aumenten las emisiones de gases de efecto invernadero en terceros países cuya industria no está sujeta a restricciones comparables sobre el carbono mientras otras grandes economías no emprendan medidas de política climática comparables.
- Ayudar a la industria y al sector de la energía a afrontar los retos de innovación e inversión que supone la transición hacia una economía baja en carbono a través de una serie de mecanismos de financiación.

Esta reforma establece los cambios que el régimen sufrirá en la Fase IV. Las principales modificaciones que se van a implantar están incluidas en la Directiva 2018/410/UE, pero otras serán introducidas como legislación secundaria mediante Actos de la Comisión y herramientas legislativas similares.

¿Cuáles son las modificaciones más destacables en el RCDE UE que introduce la nueva Directiva?

- Aumento de la tasa anual de reducción. Para aumentar el ritmo de los recortes de emisiones, el número total de derechos de emisión que se expedirá cada año disminuirá a una tasa anual del 2,2% a partir de 2021, en comparación con el 1,74% del periodo 2013-2020. La subasta sigue siendo el método principal de asignación de derechos.
- Refuerzo sustancial de la Reserva de Estabilidad del Mercado (Market Stability Reserve o MSR por sus siglas en inglés), como el mecanismo establecido para reducir el excedente de los permisos de emisión en el mercado de carbono. Entre 2019 y 2023 se duplicará el ritmo al que

se incorporarán los derechos de emisión a la MSR, hasta el 24 %, restableciéndose a partir de 2024 la tasa de alimentación regular del 12%. Desde 2023 se limitará el número de derechos de emisión incluidos en la MSR al volumen de subasta del año anterior. Los haberes que superen dicha cantidad perderán su validez, a menos que se decida lo contrario en la primera revisión de la MSR, que tendrá lugar en 2021.

- Medidas para abordar el riesgo de fuga de carbono (o Carbon Leakage, CL): la Directiva revisada contempla las normas para hacer frente al riesgo de fuga de carbono. Durante la Fase IV, la asignación gratuita se centrará en los sectores con mayor riesgo de reubicación de su producción fuera de la UE. El nivel de exposición al riesgo de fuga de carbono de los sectores se evaluará en base a un indicador que refleje la intensidad comercial y de las emisiones. Los sectores con una exposición elevada se incluirán en una lista de fuga de carbono y recibirán derechos de emisión equivalentes al 100 % del nivel de referencia aplicable de manera gratuita (Decisión delegada de la Comisión UE../. de 15 de febrero por la que se determina a la Lista de sectores y subsectores expuestos a riesgos de fuga de carbono para el periodo 2021-2030).

En cuanto a los sectores menos expuestos, la asignación gratuita será del 30 % hasta 2026 y, a partir de entonces, se reducirá gradualmente hasta su eliminación en 2030.

- Durante la Fase IV se mantendrá la posibilidad de que los Estados miembros faciliten ayuda estatal a los sectores expuestos a un riesgo de fuga de carbono debido a importantes costes indirectos del carbono (por ejemplo, costes derivados de un aumento de los precios de la electricidad).
- Medidas Nacionales de Aplicación (National implementation measures NIMs): los Estados miembros deben enviar a la Comisión la lista de las instalaciones contempladas en la Directiva en el período de cinco años que empieza el 1 de enero de 2021 a más tardar el 30 de septiembre de 2019 y, a continuación, las listas correspondientes a los cinco años siguientes se presentarán cada cinco años (2024). Cada lista incluirá información sobre la actividad de producción, las transferencias de calor y gases, la producción de electricidad y las emisiones en el nivel de subinstalación durante los cinco años naturales anteriores a su presentación. Solo se concederán asignaciones gratuitas a las instalaciones sobre las que se haya facilitado tal información.

Se asegurará una recolección de la información armonizada, completa y transparente mediante un formulario que la Comisión publicará para tal fin: Informe sobre los Datos de Referencia o IDR (Baseline Data Report).

Los datos recogidos se utilizarán para:

- El cálculo de los valores de referencia (Benchmark),
- El cálculo de la asignación gratuita (preliminar y final)
- Asignación Gratuita de Derechos de Emisión. De conformidad con la Directiva se han adoptado a nivel comunitario normas armonizadas para la asignación de los derechos de emisión para la Fase IV, mediante el Reglamento Delegado (UE) 2019/331 de la Comisión de 19 de diciembre de 2018 por el que se determinan las normas transitorias de la Unión para la armonización de la asignación gratuita de derechos de emisión con arreglo al artículo 10 bis de la Directiva 2003/877CE del Parlamento y del Consejo (Free Allocation Rules o FAR por sus siglas en ingles).

Dicha asignación se basará en los niveles de actividad por instalación, Historical Activity Levels o HALs, y en base a los valores de los parámetros de referencia (Benchmarks) para cada sector y subsector afectado que han de determinarse.

Los datos facilitados por los titulares de las instalaciones sobre sus niveles de actividad de los años 2016-2017 para la asignación del periodo 2021-2025, y 2021-2022 para la asignación del periodo 2026-2030, serán la base para el cálculo por parte de la Comisión Europea de los parámetros de referencia para cada sector y subsector sujeto a asignación gratuita. A partir de esos datos, se calculará una tasa de reducción de los Benchmarks cuya referencia serán el 10% de las instalaciones más eficientes del sector. Dicha tasa de reducción anual tendrá un valor situado entre el 1,6 y el 0,2. Los valores de referencia se definirán en un acto de ejecución que se prevé adoptar en 2020.

Así mismo, se contempla la posibilidad de usar dos coeficientes de reducción de la asignación gratuita adicionales: (i) el Factor de Corrección Intersectorial que se decidirá su aplicación en función de si la asignación gratuita calculada de forma inicial excede el techo de derechos determinado por la Directiva, y el (ii) Factor de Reducción Lineal para los nuevos entrantes y casos excepcionales de generación de electricidad.

- Establecimiento de una reserva de nuevos entrantes: esta reserva consiste en asignaciones que no se asignaron de la cantidad total disponible para la asignación gratuita al final de la Fase III (2020) y 200 millones de asignaciones de la Reserva de Estabilidad del Mercado.
- Establecimiento de reglas de asignación dinámicas, Dynamic Allocation Rules o DAR: Las asignaciones gratuitas a instalaciones individuales pueden ajustarse anualmente para reflejar los aumentos y disminuciones relevantes en la producción y para alinear el nivel de asignación gratuita con los niveles de actividad reales. El umbral para los ajustes se ha establecido en la Directiva en el +/- 15% y se evaluará sobre la base de un promedio móvil de dos años. La Comisión adoptará actos de ejecución para fijar nuevas condiciones para los ajustes.

El seguimiento sobre los parámetros que han servido de base para el cálculo de la asignación gratuita, es decir, los niveles de actividad de cada instalación, ha de hacerse a partir de 2019, ya que el ajuste en la asignación se hace en base a la variación en un 15% del promedio móvil de dos años sobre el nivel de actividad usado como base para determinar la asignación gratuita, y el primer año en que se aplicarán los ajustes conforme a estas reglas es ya 2021.

La lista de instalaciones cubiertas por la Directiva y elegibles para asignación gratuita se actualizará cada 5 años, es decir, para los periodos 2021-2025 y 2026-2030 respectivamente.

- Se establecerán dos nuevos mecanismos de financiación de bajo carbono:
 - El Fondo de Modernización dará apoyo a proyectos de inversión modernizadores en el sector de la energía y a sistemas energéticos más amplios en países de la UE cuyo producto interior bruto (PIB) per cápita a precios de mercado en 2013 sea inferior al 60% de la media de la UE; comprenderá el 2% del número total de derechos en el periodo 2021-2030;
 - El Fondo de Innovación dará apoyo a la demostración de tecnologías innovadoras e innovación radical en los sectores contemplados en el RCDE UE, que incluyen la innovación en renovables, la captura y aprovechamiento de carbono y el almacenamiento de energía; los recursos disponibles corresponderán al valor de mercado de 450 millones de derechos como mínimo en el momento de su subasta.

- Instalaciones excluidas del Régimen. Los Estados miembros podrán excluir del régimen a aquellas instalaciones que hayan notificado emisiones inferiores a 25.000 toneladas equivalentes de dióxido de carbono y que estén sujetas a medidas que supongan una contribución equivalente a la reducción de emisiones. Así mismo, se establece una nueva opción en la que los Estados Miembros podrán excluir del régimen a aquellas instalaciones que emiten menos de 2.500 toneladas equivalentes de dióxido de carbono.
- Los requisitos de seguimiento, notificación, verificación y acreditación del RCDE UE se han actualizado mediante:
 - Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066 de la Comisión de 19 de diciembre de 2018 sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero en aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo y por el que se modifica el Reglamento (UE) 601/2012 de la Comisión;
 - Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2067 de la Comisión de 19 de diciembre de 2018 relativo a la verificación de los datos y a la acreditación de los verificadores de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.

Estos Reglamentos incluyen requisitos sobre el uso de sistemas automatizados y formatos de intercambio de datos para armonizar la comunicación sobre el plan de seguimiento, el informe anual sobre las emisiones y las actividades de verificación entre el titular, el verificador y las autoridades competentes.

4.2. REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2019/331 O REGLAMENTO FAR.

El 27 de febrero de 2019 se publicaba el nuevo REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2019/331 por el que se determinan las normas transitorias de la Unión para la armonización de la asignación gratuita de derechos de emisión para el periodo 2021-2030 que sustituye a la Decisión 2011/278/UE.

¿Qué regula este Reglamento?

- Los criterios de elegibilidad para la asignación gratuita;
- Definición de subinstalaciones (como dividir una instalación en diferentes subinstalaciones si procede),
- Las Reglas para la determinación de los niveles históricos de actividad (HAL) por subinstalación,
- Los límites del sistema de subinstalación,
- Las Reglas para atribuir emisiones por subinstalación,
- Las Reglas para la aplicación del factor de exposición a fugas de carbono,
- Las Reglas en caso de flujos de calor cruzados,
- Las Reglas para la recopilación de datos, seguimiento y presentación de informes.

Además, existen una serie de actos (reglamentos/decisiones) relacionados con la metodología de asignación que se adoptarán de forma separada:

- Actualización de los valores de referencia (Benchmark) para el cálculo de la asignación de la subinstalación mediante actos de ejecución que se adoptarán de conformidad con el artículo 10 bis, apartado 2, de la Directiva 2003/87/CE;
- Actualización de la Lista de Fuga de Carbono, para identificar a los sectores y subsectores que se consideran expuestos a un riesgo de fuga de carbono;
- Reglas para definir cómo los cambios en los niveles de actividad de una (sub)instalación afectan a su asignación mediante actos de implementación sobre Reglas de asignación dinámicas (DAR).

Uno de los puntos más relevantes regulados en este nuevo Reglamento, es el establecimiento de las bases y los nuevos requisitos de la asignación gratuita para el periodo 2021-2030.

De acuerdo con el Reglamento FAR, los Estados miembros calcularán la asignación preliminar por instalación mediante la recopilación de los datos pertinentes a través de una plantilla electrónica elaborada a tal fin por la Comisión Europea (Informe sobre los Datos de Referencia (IDR)). Sobre la base de estos datos recopilados, cada Estado miembro deberá presentar a la Comisión la lista de todas las instalaciones establecidas cubiertas por la Directiva EU ETS en su territorio antes del 30 de septiembre de 2019 para el período 2021-2025 y el 30 de septiembre de 2024 para el período 2026-2030. En lo sucesivo, nos referiremos a esta lista como las NIMs (Medidas nacionales de implementación).

La recopilación de estos datos efectuada antes de los períodos de asignación servirá para determinar el nivel de la asignación gratuita y para facilitar los datos que se utilizarán en los actos de ejecución con los que se determinen los valores de los parámetros de referencia (Benchmark) que se aplicarán entre 2021 y 2030, por lo que es preciso recopilar datos pormenorizados a nivel de subinstalación, tal como dispone el artículo 11, apartado 1, de la Directiva.

Además, con el fin de garantizar la recogida de datos de calidad y la coherencia con el seguimiento y la notificación de las emisiones, se han establecido normas específicas para el control y la notificación de los niveles de actividad, los flujos de energía y las emisiones a nivel de subinstalación. Estos datos deben reflejar las operaciones reales de las instalaciones, y deben tenerse debidamente en cuenta para la asignación gratuita.

Para ello en el Reglamento FAR se ha incluido uno de los elementos más importantes y que debe ser la base para el seguimiento de las emisiones: el Plan Metodológico de Seguimiento, PMS.

El PMS tiene por objeto el seguimiento de los niveles de actividad, los flujos de energía y las emisiones a nivel de subinstalación y sirve de base para los informes de los datos de referencia, así como para la notificación del nivel de actividad anual exigido para ajustar la asignación gratuita. El contenido mínimo del PMS se recoge en el Anexo VI del Reglamento FAR y se explica en el apartado 5.4 de esta Guía. Debido a la importancia del PMS, la Comisión ha proporcionado una plantilla electrónica armonizada.

Además, este nuevo Reglamento también trae algunos cambios importantes, entre ellos, la división de la asignación gratuita en 2 periodos: 2021-2025 y 2026-2030.

El cálculo del HAL (Nivel Histórico de Actividad) en cada periodo se realizará en base a la media aritmética de los 5 años del periodo de referencia, los cinco años naturales anteriores a la fecha límite para la presentación de datos a la Comisión: 2014-2018 para el primer periodo y 2019-2023 para el segundo periodo. Se tendrán en cuenta todos los años naturales en los que la instalación estuvo funcionando al menos 1 día.

Se aplican disposiciones especiales si el HAL no está disponible para todo el periodo de referencia. En el Reglamento FAR se distinguen dos situaciones:

- a) una subinstalación ha estado operando menos de dos años naturales completos: los niveles históricos de actividad serán los niveles de actividad del primer año natural de funcionamiento después del inicio de funcionamiento normal de la subinstalación.
- b) una subinstalación no ha estado operando durante un año natural completo desde el inicio de las operaciones normales: el nivel histórico se determinará cuando se presente el informe del nivel de actividad después del primer año natural de funcionamiento.

El inicio de funcionamiento normal está definido en el Reglamento FAR como el primer día de operación, es decir, el primer día en el que el nivel de actividad es mayor de 0.

Por último, es importante volver a destacar que tal y como viene recogido en el Reglamento FAR, los titulares de instalaciones deberán realizar el seguimiento sobre los parámetros que han de servir de base para el cálculo de la asignación gratuita de conformidad con él, únicamente a partir de 2019 (con la entrada en vigor del Reglamento), para garantizar que los datos correspondientes al año 2019 puedan recopilarse con arreglo a las disposiciones de éste.

A continuación, se ilustra con ejemplos el cálculo del HAL en distintas situaciones.

4.2.1. Determinación de niveles históricos de actividad

Como ya se ha indicado, el cálculo del HAL (nivel histórico de actividad) en cada periodo se realizará en base a la media aritmética de los 5 años del periodo de referencia, los cinco años naturales anteriores a la fecha límite para la presentación de datos a la Comisión:

HAL= media aritmética 2014-2018 para el primer periodo 2021-2025 y

HAL= media aritmética 2019-2023 para el segundo periodo 2026-2030.

De acuerdo con el Reglamento FAR, para el cálculo del **HAL** se tendrán en cuenta todos los años naturales en los cuales la **instalación** ha estado en **funcionamiento como mínimo 1 día**. Esto significa que para instalaciones con dos subinstalaciones de producto, se podrá considerar para una subinstalación un nivel de actividad de 0 para un año del periodo si la otra subinstalación ha estado operando en el mismo año.

4.2.2. Cálculo para determinar el HAL por defecto

Vamos a ilustrar una serie de ejemplos para el cálculo del HAL:

Instalación de fabricación de cemento sin pulverizar clinker con dos subinstalaciones de producto diferentes subinstalación clinker gris y subinstalación clinker blanco:

Instalación de fabricación de cemento sin pulverizar clinker	Nivel actividad 2014	Nivel actividad 2015	Nivel actividad 2016	Nivel actividad 2017	Nivel actividad 2018
Subinstalación clinker gris	800	800	0	0	800
Subinstalación clinker blanco	0 ²	0	800	800	0

La instalación está cubierta por dos subinstalaciones de producto por lo que para la determinación del HAL es necesario tener en cuenta la media aritmética de la producción anual durante el período de referencia en el que la instalación ha estado en funcionamiento al menos 1 día. Nótese que es necesario tener en cuenta la instalación al completo, no cada subinstalación individualmente.

$$\text{HAL sub ck gris} = \text{media aritmética } (800,800,0,0,800) = 480$$

$$\text{HAL sub ck blanco} = \text{media aritmética } (0,0,800,800,0) = 320$$

4.2.3. Cálculo para determinar el HAL cuando no se ha funcionado el periodo de referencia completo

Como se ha indicado, se aplican disposiciones especiales si el HAL no está disponible para todo el periodo de referencia. En el Reglamento FAR se distinguen dos situaciones:

- una subinstalación ha estado en funcionamiento menos de dos años naturales completos: los niveles históricos de actividad serán los niveles de actividad del primer año natural de funcionamiento después del inicio de funcionamiento normal de la subinstalación.
- una subinstalación no ha estado en funcionamiento durante un año natural completo desde el inicio de las operaciones normales: el nivel histórico se determinará cuando se presente el informe del nivel de actividad después del primer año natural de funcionamiento.

El inicio de funcionamiento normal está definido en el Reglamento FAR como el primer día de operación, es decir, el primer día en el que el nivel de actividad es mayor de 0.

² En este caso el nivel de actividad es 0 porque la subinstalación ha estado en funcionamiento en los años previos. Si la subinstalación hubiese comenzado a operar en 2016, los años 2014 y 2015 no deberían tomarse en cuenta para el cálculo del HAL.

Se presentan varios ejemplos para ilustrarlo:

- I. **Instalaciones (A, B, C, D, E) de fabricación de cemento sin pulverizar, clinker, compuestas por una única subinstalación de referencia de producto clinker gris que han funcionado en diferentes periodos:**

Se indican los años de funcionamiento durante el periodo de referencia para el cálculo del HAL:

	2014	2015	2016	2017	2018
Subinst ck gris 1	█		█		
Subinst ck gris 2		█			
Subinst ck gris 3	█			█	
Subinst ck gris 4				█	
Subinst ck gris 5					█

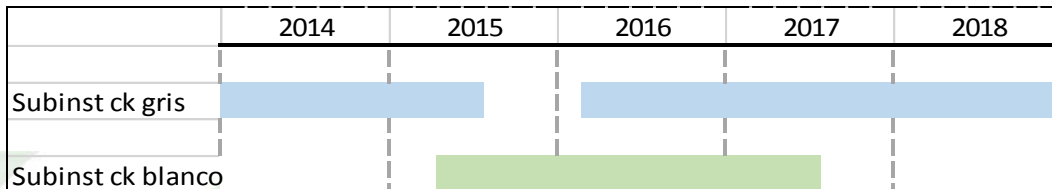
Instalación de fabricación de cemento sin pulverizar, clinker	Compuesto de	Años a tener en cuenta para el cálculo de HAL para cada subinstalación					¿La subinstalación opera menos de 2 años de período?	Años relevantes para el HAL
		2014	2015	2016	2017	2018		
A	Subinstalación "clinker" gris 1	X	X	X	X	X	NO	2014-2018
B	Subinstalación "clinker" gris 2		X	X	X		NO	2015,2016,2017
C	Subinstalación "clinker" gris 3	X	X		X	X	NO	2014,2015,2017,2018
D	Subinstalación "clinker" gris 4				X	X	SI	2018
E	Subinstalación "clinker" gris 5					X	SI	2019

II. Instalación F de fabricación de cemento sin pulverizar, clinker, compuesta por dos subinstalaciones de referencia de producto: clinker gris y clinker blanco.

A continuación, se plantean dos ejemplos prácticos:

Ejemplo 1.

Se indican los años de funcionamiento durante el periodo de referencia para el cálculo del HAL

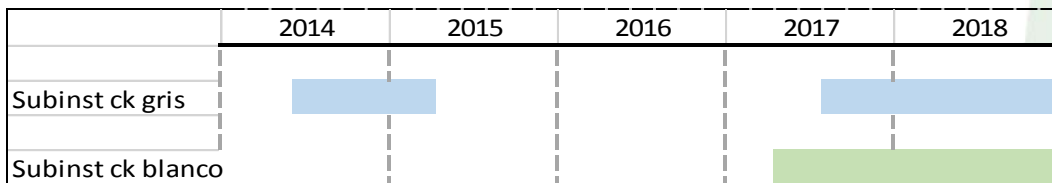


Instalación de fabricación de cemento sin pulverizar («clinker»)	Compuesto de	Años a tener en cuenta para el cálculo de HAL para cada subinstalación				
		2014	2015	2016	2017	2018
F	Subinstalación ck gris	500	300	400	500	500
	Subinstalación ck blanco	0	300	600	400	0

$$\text{HAL subinst ck gris} = \text{media aritmética } (500,300,400,500,500) = 440$$

$$\text{HAL subinst ck blanco} = \text{media aritmética } (0,300,600,400,0) = 260$$

Ejemplo 2.



Instalación de fabricación de cemento sin pulverizar («clinker»)	Compuesto de	Años a tener en cuenta para el cálculo de HAL para cada subinstalación				
		2014	2015	2016	2017	2018
F	Subinstalación ck gris	400	100		200	500
	Subinstalación ck blanco					600

$$\text{HAL subinst ck gris} = \text{media aritmética } (400,100, 200, 500) = 300$$

$$\text{HAL subinst ck blanco} = \text{media aritmética } (600) = 600$$

Para ayudar a los Estados miembros y autoridades competentes en una implementación coherente y lograr el máximo nivel de armonización en la aplicación de la metodología de asignación para la Fase 4 establecida en el Reglamento FAR, la Comisión ha publicado una serie de documentos Guía que, aunque no son legalmente vinculantes, clarifican los requerimientos establecidos en la Directiva ETS y en el Reglamento FAR:

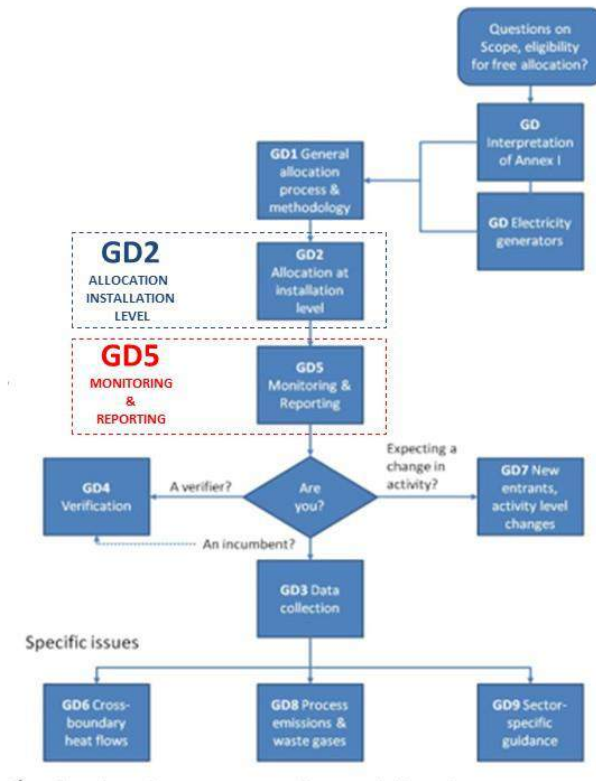
- GUÍA 1: guía general
- GUÍA 2: guía sobre enfoques de asignación a nivel instalación
- GUÍA 3: guía de recolección de datos
- GUÍA 4: guía de verificación de datos NIMs
- GUÍA 5: guía sobre seguimiento y notificación para las FAR
- GUÍA 6: guía sobre flujos de calor entre instalaciones
- GUÍA 7: guía de nuevos entrantes y cierres
- GUÍA 8: guía sobre gases residuales y emisiones de proceso
- GUÍA 9: guía específica por sectores
- GUÍA 10: guía sobre fusiones y escisiones.
- GUÍA para la interpretación del Anexo I
- GUÍA para identificar a los generadores eléctricos

Para llegar a la asignación final se llevará a cabo un proceso iterativo, con una serie de presentaciones de datos de las autoridades competentes a la Comisión, a través de las NIMs y los datos de referencia incluidos en ella:

1. Envío de las NIM (sin asignaciones) por los Estados miembros a la Comisión antes del 30 de septiembre de 2019 para el primer período de asignación (2021-2025), proporcionando los datos de referencia necesarios (del 2014-2018) tanto para la actualización de los parámetros de referencia (Benchmark) como para los cálculos de asignación, según lo presentado por los operadores en los informes de datos de referencia (IDR),
2. Cálculo de los Benchmark actualizados por la Comisión basados en los datos contenidos en las NIMs,
3. Cálculo de la asignación preliminar por los Estados miembros basados en los Benchmark actualizados,
4. Envío de las NIMs (con asignaciones preliminares) por los Estados miembros a la Comisión,
5. Cálculo del Factor de Corrección Uniforme Intersectorial (Cross Sectoral Correction Factor o CSCF) por la Comisión si fuese necesario aplicarlo,
6. Cálculo de la asignación final por los Estados miembros y posterior envío de las NIMs con la asignación final a la Comisión.³

³ Para **nuevos entrantes**, básicamente se aplica el mismo enfoque en el cálculo de la cantidad de derechos de emisión gratuitos que para instalaciones existentes, es decir, se multiplica el HAL por el valor de referencia (Benchmark). Para los primeros dos años de operación del nuevo entrante, el cálculo de la cantidad preliminar de derechos de emisión se basará en el nivel de actividad real de cada año respectivo (esta es una diferencia respecto a la Fase III donde el nivel de actividad del nuevo entrante se determinaba multiplicando la capacidad de la subinstalación por un factor de utilización de la capacidad (RCUF o SCUF)).

Para la realización de esta guía se han tenido especialmente en cuenta lo indicado en las guías señaladas en la siguiente figura.



Es importante destacar que estos documentos no detallan los procedimientos que aplican los Estados miembros en las Autorizaciones de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (AEGEI). El enfoque establecido en las autorizaciones para establecer los límites de la instalación difiere entre las autoridades competentes.

4.3. REAL DECRETO 18/2019: EL PROCESO DE ASIGNACIÓN GRATUITA Y SU APLICACIÓN EN ESPAÑA EN EL PERIODO 2021-2030.

El Real Decreto 18/2019, por el que se desarrollan aspectos relativos a la aplicación del régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en el periodo 2021-2030 se publicaba el 25 de enero de 2019 en BOE.

Con esta norma, España transpone los aspectos más urgentes de la Directiva (UE) 2018/410 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 14 de marzo de 2018, por la que se modifica la Directiva 2003/87 desarrollando aspectos principalmente procedimentales de cara a la Fase IV del RCDE UE. Posteriormente, el grueso de las disposiciones de la Directiva (UE) 2018/410 serán incorporadas al ordenamiento jurídico nacional mediante la modificación de la Ley 1/2005.

En concreto, la norma regula:

- El proceso -plazos, información y documentos necesarios-, para que las instalaciones puedan solicitar la asignación gratuita de derechos de emisión de GEI para el periodo de asignación 2021-2025, que es el primero en los que se subdivide la Fase IV del RCDE UE.

Este proceso comienza con la solicitud de asignación gratuita de derechos de emisión y la remisión de la información verificada sobre niveles de actividad recogidos en base a un PMS que deben presentar los titulares de las instalaciones.

Los datos facilitados por los titulares sobre sus niveles de actividad de los años 2016-2017 para la asignación del periodo 2021-2025, serán la base para el cálculo por parte de la Comisión Europea de los parámetros de referencia, benchmarks, para cada sector y subsector sujeto a asignación gratuita. A partir de esos datos, se calculará una tasa de reducción anual de los benchmarks cuya referencia serán el 10 por ciento de las instalaciones más eficientes del sector. Con estos valores de referencia los Estados miembros calcularán la asignación preliminar de cada instalación. Estos datos de asignación preliminar para cada instalación elegible para asignación gratuita que haya solicitado la misma, se remitirán a la Comisión Europea.

- Así pues, y en base a lo que establece la Ley 1/2005, las instalaciones susceptibles de recibir asignación gratuita deberán hacer la solicitud de dicha asignación 22 meses antes del comienzo del periodo de comercio, siendo la fecha correspondiente el 28 de febrero de 2019.

Dicha solicitud será complementada con posterioridad, y a más tardar el 31 de mayo de 2019, por Informe sobre los Datos de Referencia (IDR), un Plan Metodológico de Seguimiento (PMS) como herramienta para el seguimiento y notificación de los niveles de actividad y un informe de verificación que contenga la verificación de los dos documentos previos.

Por su relevancia, se destacan los aspectos más relevantes del proceso de solicitud de asignación gratuita.

Solicitud de asignación:

- La solicitud de asignación gratuita ha debido ser presentada antes del 28 de febrero de 2019, para el periodo de asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero 2021-2025, ante el órgano autonómico competente para tramitar la autorización de emisión de gases de efecto invernadero y mediante el formulario elaborado a tal fin por la Oficina Española de Cambio Climático y publicado en la página web del Ministerio para la Transición Ecológica.

Esta información no ha debido ser objeto de verificación de conformidad con el Reglamento de ejecución 2018/2067 relativo a la verificación de los datos.

Asimismo, junto con la solicitud de asignación, se ha debido presentar la documentación referente a la acreditación de ser titular de la instalación y disponer de autorización de emisión de gases de efecto invernadero, así como a firmar una declaración responsable de que la instalación cuenta con todos los permisos y licencias administrativos exigidos por la normativa aplicable estatal, autonómica y local para poner la instalación en funcionamiento. La AEGEI deberá ser aquella que se encuentre vigente en el momento de presentar la solicitud de asignación de derechos de emisión.

- Presentación **información complementaria antes del 31 de mayo de 2019:**
 - Un informe sobre los datos de referencia, IDR, verificado y considerado satisfactorio, que contenga todos los datos relevantes para la instalación y sus subinstalaciones. Ver apartado 5.3
 - Un plan metodológico de seguimiento, PMS, verificado que se ajuste a lo dispuesto con la normativa española y haya servido de base para el informe sobre los datos de referencia y para el informe de verificación al que se refiere el apartado siguiente. Ver apartado 5.4.
 - Un informe de verificación, de acuerdo con los requisitos establecidos en las disposiciones de la Unión pertinentes y con lo dispuesto en la normativa española, que contenga, al menos, la verificación de la documentación señalada en los dos apartados anteriores.

Nota 1. La verificación para estos documentos conlleva una doble acreditación, tanto para el sector de actividad al que pertenece la instalación como para el conocido como Sector 98 del Anexo I del Reglamento de ejecución (UE) 2018/2067 de la Comisión de 19 de diciembre de 2018 relativo a la verificación de los datos y a la acreditación de los verificadores de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.

4.4. REGLAMENTO (UE) 2018/2066 MRR

Se trata del Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066 de 19 de diciembre de 2018 sobre el seguimiento y notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero, conocido también por su denominación en inglés (**M**onitoring and **R**eporting **R**egulation), o Reglamento MRR.

Constituye la regulación fundamental en el proceso de seguimiento y notificación de GEI. Es una regulación ya conocida puesto que, para cada Fase del RCDE UE, ha existido una herramienta legislativa que ha ido evolucionando al mismo ritmo que el propio Comercio de Emisiones.

Fase I, 2005-2007	Decisión 2004/156/CE
Fase II, 2008-2012	Decisión 2007/589/CE
Fase III, 2013-2020	Reglamento 601/2012/CE
Fase 4, 2021-2030	Reglamento 2018/2066/UE

La regulación del proceso de seguimiento y notificación de la Fase III a la Fase IV no ha supuesto cambios significativos en la manera de realizar el seguimiento de las emisiones en el sector cementero, aunque ha de destacarse que este nuevo Reglamento 2018/2066 es de aplicación a partir del 1 de enero de 2021 por lo que todo el proceso de construcción del PMS y de los datos que soportan el IDR se ha realizado conforme a los procesos de monitorización definidos para la Fase III⁴.

Los apartados 10 y 11 de esta guía describen con todo detalle las actividades de seguimiento de las emisiones de combustión y proceso procedentes de las fábricas de cemento según el nuevo Reglamento 2018/2066.

El IDR que contiene los datos del periodo de referencia 2014-2018 ha de incluir, entre otras cosas, los HAL de clinker para cada subinstalación con referencia de producto identificada. Esto no debería suponer una dificultad añadida debido a que estos datos de años previos ya están consolidados en los estados de inventario y en los estados contables de las instalaciones y el Reglamento 2019/331 establece en su anexo VII que dichos datos son los que figuran en el Plan de Seguimiento (PS) de acuerdo al Reglamento 601/2012, es decir, el Reglamento que estaba vigente cuando se generaron los datos en la Fase III.

Caben destacar tres situaciones en las que es preciso ofrecer aclaraciones adicionales de cara al diseño del PMS que debe ponerse en marcha durante el año 2019 y que servirá de base para la recopilación de los datos 2014-2018 del IDR para el periodo 2021-2025.

⁴ Es decir, el Reglamento 601/2012

Cada una de estas situaciones se tratarán en un Cuadro separadamente:

Cuadro 1. Nivel de actividad de clinker

Para optar a la asignación inicial de derechos de emisión, así como para cumplir las condiciones que mantengan dicha asignación, se debe notificar la producción de clinker tanto de los años de referencia 2014-2018, como, anualmente, la de los años sucesivos empezando en 2019.

Tal y como establece el Reglamento delegado 2019/331 de la Comisión, en la medida de lo posible, conviene que el titular utilice sinergias con el plan de seguimiento aprobado con arreglo al Reglamento (UE) 601/2012. Por este motivo éste será el punto de partida de las fábricas que opten a asignación gratuita de derechos de emisión en base a la referencia producto clinker (gris o blanco).

Conforme a lo establecido en el citado Reglamento delegado 2019/331 de la Comisión, los métodos deberán ser adecuados y podrán estar basados en una medición o análisis directo, o utilizar métodos de determinación indirecta.

En el caso de que en plan de seguimiento con arreglo al Reglamento (UE) 601/2012, el dato de actividad para determinar las emisiones de proceso del clinker esté basado en el método B, clinker, la obtención de los datos para el cumplimiento de los requisitos de la solicitud de asignación gratuita de derechos de emisión será directa y en base al PS fase III. Debe recordarse que la producción de clinker es precisamente el dato que se obtiene y verifica en el proceso de notificación de emisiones de gases de efecto invernadero cuando se opta por el método B, clinker. De acuerdo al artículo 15.3 del Reglamento FAR, el nivel anual de actividad del clinker se refiere a la producción anual de cemento sin pulverizar (clinker) de la instalación.

En el caso de que el método que se utilice sean en base datos de entrada en el horno o método de carbonatos⁵, implica que se deberá establecer un método del cálculo adicional para obtener el clinker producido. En este caso se partirá del consumo de crudo obtenido en base al plan de seguimiento con arreglo al Reglamento (UE) 601/2012, al que se le deberá aplicar la relación crudo/clinker⁶.

Existen varias aproximaciones igualmente válidas para determinar la relación crudo/clinker y que, por tanto, pueden considerarse como la fuente más exacta posible⁷:

- a) Utilizar un factor fijo. Por ejemplo, un factor bibliográfico. El uso de factores fijos es habitual en fábricas de cemento. El ratio crudo/clinker es muy estable en fábricas que no han experimentado ni cambios⁸ de configuración física ni cambios en la composición del crudo.
- b) Utilizar un método de cálculo. A su vez, pueden emplearse distintas aproximaciones: empleando las pérdidas por calcinación de clinker y crudo determinadas en laboratorio, o considerando de manera adicional las pérdidas en electrofiltro y/o torre de acondicionamiento, así como el grado de descarbonatación de este polvo.
- c) Realizar el seguimiento mediante los dos métodos a) y b), como comprobación cruzada de dicho factor.

⁵ Método B del punto 9 del Anexo IV del Reglamento de Ejecución 2018/2066

⁶ No hay que confundir este ratio con los requisitos exigibles a la relación empírica "mezcla sin refinar/clinker" específica de la planta y actualizable una vez al año empleada en los denominados factores híbridos

⁷ De acuerdo a lo establecido en el punto 4.6 del Anexo VII del Reglamento 2019/331

⁸ En aquellas fábricas que utilizan métodos de cálculo, las correcciones adicionales conducen a variaciones incrementales en el factor. Estas variaciones incrementales pueden suponer regularizaciones menores respecto a las cantidades consignadas en los informes de producción

- d) Contrastar el ratio mediante el pesado de un volumen de clínker desviado a báscula con las lecturas de las básculas de crudo.

Nota 1. Datos recogidos en informe de producción o en informes financieros de estados de inventario, pueden usarse también como comprobación o fuente de datos adicional que sustituya o complemente a las citadas de a) a d).

Nota 2. Con carácter general, el clínker producido puede consultarse en el Anexo correspondiente del dictamen de los informes de verificación.

Nota 3. El PMS deberá incluir los criterios y procedimientos que describan de una manera pormenorizada los procedimientos de cálculo en el caso de que se utilicen enfoques distintos al del factor fijo, así como el origen del mismo y su comprobación periódica en caso de que se utilice éste. En el primer caso, esto incluirá tanto al propio método de cálculo como a la frecuencia de los análisis necesarios para obtener dichos resultados de acuerdo al Anexo VII del nuevo Reglamento 2018/2066 es decir, con una frecuencia mínima de 4 muestras/año.

Cuadro 2. Clíner blanco

En el caso de aquellas plantas que fabriquen clínker blanco, además de la obtención de la cantidad de clínker producido con cualquiera de las metodologías ya descritas, se deberán justificar la blancura con el fin de poder optar a la asignación gratuita de derechos de emisión en base a la referencia de producto clínker blanco.

La identificación de subinstalación con referencia de producto clínker blanco se producirá siempre que en la instalación se produzca el clínker necesario para fabricar cementos de acuerdo a la norma española UNE 80305, de cementos blancos. Se hace notar que estos cementos son cementos portland comunes, es decir, cumplen también la Norma EN 197-1 pero que disponen de la característica adicional de blancura definida en la norma UNE 80305. La característica de blancura definida en el apartado 5.1 de la Norma UNE 80305 es completamente equivalente al método alternativo definido en el epígrafe 11 de la GD9.

La evidencia sobre la característica de blancura puede encontrarse en diversas fuentes, por ejemplo, por estar dichos cementos blancos y sus constituyentes, sometidos a una evaluación por tercera parte en el la marca N de AENOR⁹. Los informes de análisis de la blancura del clínker procedentes de un laboratorio externo acreditado con una periodicidad semestral se consideran que representan una de las fuentes de datos más exactas disponible.

⁹ Ver: <https://www.aenor.com/certificacion/certificacion-de-producto/marca-n/materiales-de-construccion/cementos>.

Cuadro 3. Clinker CAC

El clinker de aluminato de calcio, CAC, se produce mediante fusión o sinterización de una mezcla de material aluminoso y calcáreo, según se indica en la norma europea armonizada EN 14647:2006 para este tipo de cemento.

El componente principal es el aluminato monocálcico, $\text{CaO Al}_2\text{O}_3$. No obstante, este clinker también puede estar compuesto por C12A7 y/o CA2 y alumino-ferritas de calcio en forma de una solución sólida de C4AF con una relación A/F variable. La sílice puede estar presente en pequeñas cantidades en forma de C2S y/o C2AS, gehlenita.

El cemento CAC no se produce, generalmente, en hornos rotatorios como el cemento portland, sino en un horno de reverbero con doble pared de refractario, dividido en una cámara de combustión y una torre de calentamiento de la materia prima (caliza y bauxita).

Desde todos los puntos de vista, el clinker CAC no es un clinker portland y por tanto no puede ser identificado como una subinstalación con referencia de producto clinker gris o blanco. La división en subinstalaciones en el caso del cemento CAC comprenderá una subinstalación de combustión más una subinstalación con emisiones de proceso. Para una reseña completa de la división en subinstalaciones de una línea de CAC, véase el CASO 3.

5. NOVEDADES EN LA FASE IV DEL SEGUIMIENTO Y LA NOTIFICACIÓN EN EL MARCO DE LA ASIGNACIÓN GRATUITA

5.1. NUEVOS ELEMENTOS RELEVANTES DE LA DIRECTIVA

En comparación con las reglas de asignación gratuita en la Fase III, los siguientes elementos son nuevos en la Directiva 2018/410 y en consecuencia se reflejan en el Reglamento FAR.

- La duración de la Fase IV del EU ETS es de diez años (2021-2030), pero la asignación se calcula *ex ante* para dos períodos de asignación diferentes de cinco años cada uno 2021-2025, por una parte, y 2026-2030, por otra. Como base para la asignación, los Estados miembros deben recopilar los *datos de referencia* de los operadores en los respectivos períodos de referencia: 2014-2018 y 2019-2023.
- Solo se puede otorgar a los operadores que hayan presentado los datos pertinentes en el Informe sobre los Datos de Referencia (IDR).
- Los valores de los parámetros de referencia¹⁰ para la asignación gratuita, Benchmark, se actualizarán cada cinco años en función de la misma recopilación de datos, utilizando los años 2016-2017 para el periodo 2021-2025 y los años 2021-2022 para el periodo 2026-2030. Esto tiene un gran impacto en los requisitos de solicitud de datos, ya que se necesitan las emisiones atribuidas a nivel de subinstalación para calcular los Benchmark actualizados.
- Habrá una única lista¹¹ de sectores expuestos a riesgo significativo de fuga de carbono vigente durante los diez años de la Fase IV.
- Los cambios en el nivel de actividad provocarán cambios en la asignación. Están en desarrollo las Reglas de asignación dinámicas, DAR¹².
- Los cambios en la asignación ya no se basarán en cambios de capacidad, por lo tanto, no es necesario seguir y notificar la información de capacidad de las instalaciones.

¹⁰ Artículo 10a (2) de la Directiva ETS

¹¹ En el momento de publicación de esta guía, la lista se encontraba pendiente de publicación en el DOUE

¹² En el momento de publicación de esta guía, las Reglas se encontraban en fase de desarrollo.

5.2. NUEVOS ELEMENTOS RELEVANTES DEL REGLAMENTO FAR

Los siguientes elementos son nuevos en el Reglamento FAR en comparación con las normas para la asignación gratuita¹³ de la Fase III:

- El Reglamento 2019/331, FAR, proporciona normas detalladas para el seguimiento y la notificación de todos los datos requeridos para la asignación gratuita y para la actualización de los valores de los parámetros referencia, benchmark, mientras que en la Fase III sólo estaban disponibles en los documentos de orientación. Estas normas incluyen los siguientes elementos:
 - Los titulares deben tener un plan metodológico de seguimiento (PMS) como base para su seguimiento. Esto sigue el concepto del *informe metodológico* requerido en la Fase III. No sólo cubre la descripción de las fuentes de información utilizadas para los datos históricos, sino que también proporciona enfoques prospectivos para el seguimiento real de datos detallados a lo largo del tiempo.
 - El PMS, al igual que el PS, debe ser aprobado por la autoridad competente. En el caso del PMS la aprobación recae en la Oficina Española de Cambio Climático, OECC, mientras que la aprobación de los PS recae sobre las Comunidades Autónomas. Sin embargo, debido a las limitaciones de tiempo, el PMS no será posible aprobarlo a tiempo para la presentación del primer informe sobre los datos de referencia, IDR, en 2019. Por lo tanto, el verificador tendrá que verificar el PMS para la primera presentación de los IDR.
 - El contenido mínimo del PMS se recoge en el Anexo VI del Reglamento FAR y en el apartado 5.4 de esta Guía. Debido a la importancia del PMS, la Comisión ha proporcionado una plantilla electrónica armonizada.
 - El Reglamento FAR contienen reglas detalladas para la división de una instalación en subinstalaciones, para evitar omisiones y doble contabilización y para determinar las emisiones a nivel de subinstalación y a efectos de la actualización de los benchmark.
 - Al igual que en el MRR, un elemento clave para garantizar la calidad de los datos es que el titular debe implementar un sistema de control interno sólido, que incluya una evaluación de riesgos. Para una reseña completa sobre este punto, véanse los apartados 7.5 y 14 de esta Guía.
 - Del mismo modo, se requiere la mejora continua del MMP, pero no se prevén informes de mejora.
- De acuerdo con el Reglamento FAR, los Estados miembros calcularán la asignación preliminar por instalación mediante la recopilación de los datos pertinentes a través de una plantilla electrónica para el Informe de Datos de Referencia, IDR.
- El Reglamento FAR requiere que los informes sobre los datos de referencia sean verificados por un verificador acreditado, que cumpla con el Reglamento 2018/2067 de Verificación y Acreditación. A este respecto téngase en cuenta la Nota 1 del apartado 4.3.

¹³ Decisión 2011/278/UE de la Comisión, de 27 de abril de 2011 por la que se determinan las normas transitorias de la Unión para la armonización de la asignación gratuita de derechos de emisión con arreglo al artículo 10 bis de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo

5.3. EL INFORME BASE DE DATOS DE REFERENCIA (IDR)

¿Qué es?	Informe que contiene los datos relevantes para la instalación y sus subinstalaciones, niveles de actividad y emisiones anuales que abarque el periodo de referencia para cada periodo de asignación pertinente.
¿A quién se presenta?	Ante la Comunidad Autónoma (órgano competente para tramitar la AEGEI). Posteriormente ésta lo remitirá a la OECC en un plazo de 10 días.
¿Junto con qué documentos?	PMS + Informe de verificación.
¿Cuándo se presenta?	Antes del 31 de mayo de 2019.
¿De qué periodo?	En este caso el periodo de referencia es el 2014-2018 para el periodo de asignación 2021-2025. Posteriormente para el periodo de asignación 2026-2030, el periodo de referencia será el 2019- 2023.
¿Es necesario verificarlo?	Sí, por un verificador acreditado para el grupo de actividad 98 y para el ámbito de actividad específico, que en el caso del sector cemento es el 6
¿Qué datos se verifican?	Los datos de producciones, emisiones, transferencia de calor y gases y producción de electricidad anuales del periodo 2014-2018 monitorizados de acuerdo con el Reglamento (UE) 601/2012 de seguimiento y notificación de GEI para el periodo 2013-2020.
¿Para qué servirán los datos recogidos en el informe?	Para el cálculo de los valores de referencia (Benchmark) y para el cálculo de la asignación gratuita (preliminar y final).

Todos los Estados miembros (EM) deberán enviar las medidas nacionales de aplicación (NIM) a la Comisión Europea (CE) antes del 30 de septiembre de 2019, y, a continuación, las listas correspondientes a los cinco años siguientes se presentarán cada cinco años (2024), por lo que las Autoridades competentes (AC) deben organizar la recogida de datos correspondiente a cada una de las instalaciones existentes.

En el caso de España, el **Real Decreto 18/2019, por el que se desarrollan aspectos relativos a la aplicación del régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en el periodo 2021-2030** establece que las instalaciones deberán presentar ante el órgano competente para tramitar la AEGEI, la información y documentos que resulten necesarios para calcular la asignación gratuita para el periodo de asignación 2021-2025 antes de 31 de mayo de 2019. Esta documentación, como ya se ha comentado en puntos anteriores en todo caso incluirá:

- a) IDR verificado y considerado satisfactorio, que abarque el periodo de referencia para cada periodo de asignación pertinente, de conformidad con las FAR;
- b) Un PMS que haya servido de base para el informe sobre los datos de referencia verificado del apartado a) y para la verificación reflejada en el apartado c);
- c) Un informe de verificación, de acuerdo con los requisitos de verificación establecidos en las disposiciones de la Unión pertinentes y con lo dispuesto en el artículo 3, que contenga, al menos, la verificación de la documentación señalada en los apartados a) y b) de este párrafo.

Para asegurar una recolección de la información armonizada, completa y transparente la Comisión ha publicado un formulario denominado **Informe sobre los Datos de Referencia o IDR** (Baseline Data Report). Los datos recogidos se utilizarán para:

- **El cálculo de los valores de referencia (Benchmark),**
- **El cálculo de la asignación gratuita (preliminar y final)**

Por lo tanto, el **IDR** deberá contener los datos relativos a la instalación y las características más importantes para calcular la asignación, los datos relativos a cada subinstalación, su nivel anual de actividad y las emisiones anuales en cada año del periodo de referencia pertinente de conformidad con el anexo IV de las FAR “Parámetros para la recogida de datos de referencia”.

5.3.1. Contenido del IDR

1) Datos generales de la instalación (Pestaña A del formulario Excel)¹⁴ Esta pestaña contiene datos para identificar la instalación y las características más importantes para calcular la asignación. Las secciones A.I y A.II del Excel son obligatorias para todos los operadores que se encuentren en el ámbito de aplicación de la Directiva RCDE UE, la sección A.III es obligatoria para todos los operadores con derecho a asignación gratuita y la sección A.IV es obligatoria para todos los operadores de instalaciones con derecho a asignación gratuita y que cumplan las condiciones establecidas sobre conexiones técnicas:

- Identificación de la instalación y el operador (**Pestañas_ A.I.1 y A.I.2**)
- Información del verificador (**Pestaña_ A.I.3**)
- Información de la actividad (**Pestaña_ A.I.4**)
- Derecho a la asignación gratuita y periodo de referencia (**Pestaña_ A.II**):

A.II.1 Esta sección es necesaria para determinar si es elegible o no para asignación gratuita. Se tiene que especificar si es un generador eléctrico, una instalación de captura o transporte de CO₂ o si la instalación produce energía para fines distintos de la generación de electricidad.

A.II.2 En esta sección se selecciona el periodo de referencia y se indican los años en que la instalación ha estado en funcionamiento.

Se debe seleccionar el periodo de referencia correspondiente para la solicitud, de acuerdo con el artículo 21(4) de las FAR: para el periodo comprendido entre 2021 y 2025, se debe elegir el periodo de referencia 2014-2018; para el periodo comprendido entre 2026 y 2030, se debe elegir el periodo de referencia 2019- 2023.

Para determinar los valores medios de los niveles históricos de actividad, solo se tomarán en consideración los años naturales en los cuales la instalación haya estado en funcionamiento al menos un día. Para cada año es necesario seleccionar VERDADERO o FALSO.

Se debe indicar en cada año si la instalación ha estado en funcionamiento al menos un día por año civil. No se debe dejar vacía ninguna celda en amarillo.

¹⁴ Formulario IDR

- Lista de subinstalaciones (**Pestaña_ A.III**). Es fundamental que los datos sean correctos ya que afectan al resto del formulario.

Para cada subinstalación, hay que introducir el inicio del funcionamiento normal. Esta información es necesaria para identificar los años que han de tenerse en cuenta a la hora de determinar el nivel histórico de actividad. La información solo es pertinente si el inicio de la actividad de la subinstalación es posterior al 1 de enero de 2014.

A.III.1 Subinstalaciones con referencia de producto

A.III.2 Subinstalaciones con enfoques alternativos (calor, combustible, proceso).

- Lista de conexiones técnicas (**Pestaña_ A.IV**).

Únicamente son relevantes aquellos casos en que se transfieran calor medible, gases residuales o CO2 («CO2 transferido»).

Por «importación» se entiende lo que entra dentro de los límites de la instalación, y por «exportación», lo que sale de dichos límites.

Los flujos de materiales y/o de energía entre subinstalaciones no son pertinentes, a excepción del calor procedente de la producción de ácido nítrico.

2) Datos anuales detallados de cada año del periodo de referencia

- **Datos verificados anuales detallados de las emisiones (Pestaña_ B+C: una pestaña diferente para cada año del periodo de referencia)**. Datos relativos a los flujos fuente de emisiones, con origen en la combustión y/o en las emisiones de proceso.

Se elabora una hoja de cálculo aparte para cada año del periodo de referencia. Así, para el primer periodo de referencia, la Hoja "B+C Emissions Y1" se refiere al año 2014, la Hoja "B+C Emissions Y2" se refiere a 2015 y así sucesivamente hasta la Hoja "B+C Emissions Y5", que se refiere al año 2018. Para el segundo periodo de referencia, las hojas se refieren respectivamente a los años de 2019 a 2023.

La estructura de las hojas es idéntica a la hoja «Contabilidad» ("Accounting") en el informe anual de emisiones facilitado por la Comisión. Es posible copiar/pegar o introducir los datos de forma manual. En esta hoja no hay cálculos automáticos.

- **Emisiones anuales (Pestaña_D)**. Resumen automático de los datos introducidos en las hojas B+C. Esta sección es obligatoria para todas las instalaciones con derecho a asignación gratuita.

D.I. Emisiones directas de GEI totales y entrada de energía de combustible

D.II. Atribución de emisiones a las subinstalaciones

D.III. Herramienta para la cogeneración. Solo es relevante para instalaciones con cogeneración, éstas seleccionarán VERDADERO y el resto de las instalaciones deben seleccionar FALSO.

D.IV. Herramienta para los gases residuales. Solo es relevante para instalaciones que tienen que calcular las emisiones que se deben atribuir a subinstalaciones con emisiones de proceso en caso en que la producción de gases residuales se encuentre fuera de los límites de una subinstalación de benchmark de producto.

Estas seleccionarán VERDADERO y el resto de las instalaciones deben seleccionar FALSO.

- **Flujos de energía (Pestaña_E).** Datos relacionados con la atribución del uso de combustible a las diferentes subinstalaciones. La asignación gratuita a subinstalaciones con referencia de combustible se basa directamente en el uso de combustible consignado en esta sección.

Se pueden introducir datos en «valores absolutos» (en TJ/año) o «porcentajes».

E.I. Los datos de “Entrada de energía a partir de combustibles, total de la instalación” se extraen automáticamente de la sección D.I.

Se deberá indicar la entrada de combustible atribuida a los distintos usos:

- La entrada de combustible para la referencia de producto es la suma de la entrada directa de combustible y la entrada de combustible para el calor medible consumido por la subinstalación. (caso 6 del punto 7.7 de esta guía)
- Entrada de combustible para la producción de calor medible no utilizado para la referencia de producto o la producción de electricidad. (caso 5 del punto 7.7 de esta guía)
- Entrada de combustible para subinstalaciones con referencia de combustible. (caso 4 del punto 7.7 de esta guía)

E.II. Calor medible: se muestra automáticamente a partir de los datos introducidos en la hoja «A_InstallationData».

Todos los datos relativos al calor deben referirse a la «cantidad neta de calor medible» (es decir, el contenido de calor del flujo de calor para el usuario menos el contenido de calor del flujo de retorno).

Se debe seleccionar VERDADERO o FALSO para indicar si hay algún flujo de calor medible que se produzca o consuma en la instalación, se importe a ella o se exporte desde ella.

Para calcular la cantidad de calor que es elegible para recibir asignación gratuita en el marco de una subinstalación con referencia de calor se debe distinguir:

Para la entrada de calor:

- “calor elegible” para optar a la asignación si se produce por la propia instalación o se importa desde otra instalación incluida en el RCDE,
- “calor no elegible” si se importa de una instalación no incluida en el RCDE o se produce en una subinstalación de ácido nítrico.

Para el **uso de calor**:

- “calor elegible” si se utiliza en una instalación o se exporta a otra instalación no incluida en el RCDE, (caso 5 del punto 7.7 de esta guía)
- “calor no elegible” si se consume para producir electricidad o se exporta a otra instalación incluida en el RCDE.

E.III. Balance de gases residuales. Balance completo de gases residuales. Se debe seleccionar VERDADERO o FALSO en gases residuales producidos o consumidos en la instalación o importados o exportados desde la instalación.

E.IV. Electricidad. Se debe seleccionar VERDADERO o FALSO en si la instalación produce electricidad.

3) Datos para la actualización de los valores de referencia “Benchmark”

- Datos de la subinstalación respecto a las referencias de productos (**Pestaña_F**). Estos **datos servirán para determinar la cantidad de asignación gratuita en función de las subinstalaciones con referencia de producto y determinar las actualizaciones de los valores de referencia de producto**

F.I. Niveles históricos de actividad anuales. Datos anuales de producción.

En este apartado deben notificarse los «niveles principales de actividad», es decir, los datos directamente aplicables para el cálculo de la asignación (Normalmente se trata de los datos de producción del producto, por ejemplo, las toneladas de cemento sin pulverizar (clinker) gris o las toneladas de botellas de vidrio, según se definen en el anexo I del Reglamento FAR). Se recalca que de acuerdo al artículo 15.3 del Reglamento FAR, el nivel anual de actividad del clinker se refiere a la producción anual de cemento sin pulverizar (clinker) de la instalación.

Puede haber factores de corrección adicionales:

- Intercambiabilidad de combustible y electricidad: De acuerdo con el artículo 22 de las NAG, se requieren las «emisiones directas», la cantidad neta de «calor importado» y el «consumo pertinente de electricidad».
- Calor importado desde instalaciones o entidades no incluidas en el RCDE UE. Con arreglo al artículo 21 de las FAR, debe deducirse una cantidad de emisiones de la asignación anual preliminar de las subinstalaciones con referencia de producto. Esa cantidad es la cantidad de calor medible importado desde instalaciones (incluido el calor procedente de subinstalaciones de ácido nítrico) o entidades no incluidas en el RCDE UE multiplicada por el valor de referencia de calor.

Detalle de fuentes de datos en PMS. El Excel determina automáticamente, en función del inicio del funcionamiento normal de la sección A.III, si la subinstalación ha estado funcionando menos de un año durante el periodo de referencia.

Datos de producción. Niveles de producción por PRODCOM 2010

Datos necesarios para determinar los valores de referencia actualizados “Benchmark”

Es importante diferenciar los datos de emisiones elegibles para asignación de los necesarios para actualizar los Benchmark.

Los **datos de este cuadro se utilizarán para actualizar los Benchmark**. Las emisiones relacionadas con el calor medible, las pérdidas de calor, el calor no medible y los gases residuales han de ser atribuidos a las diferentes subinstalaciones, con arreglo al apartado 10 del Anexo VII de las FAR.

Los datos introducidos en este cuadro se utilizan como base para calcular las emisiones atribuibles en la sección K.III.2 de la hoja resumen.

$$\text{AttrEm} = \text{DirEm}^* + \text{Em}_{\text{Heat,import}} - \text{Em}_{\text{Heat,export}} + \text{WG}_{\text{corr,import}} - \text{WG}_{\text{corr,export}} + \text{Em}_{\text{el,exch}} - \text{Em}_{\text{el,prod}}$$

DirEm* (Emisiones directas) (flujos fuente del PS, flujos fuente internos importados o exportados, GEI importados o exportados como materia prima).

El seguimiento de las emisiones directas atribuibles a esta subinstalación se realiza de acuerdo con el PS y para cada año deben incluirse las emisiones directas totales en toneladas de CO₂ equivalentes/año.

En los casos en los que el calor se produzca exclusivamente para una subinstalación, las emisiones se pueden atribuir directamente aquí a través de las emisiones de combustible.

Calor medible: cuando el calor se produzca exclusivamente para una subinstalación, las emisiones pueden atribuirse aquí directamente a través de las emisiones de combustible.

Cuando se usen combustibles para producir calor medible de «entrada» para más de una subinstalación en la que se consuma el calor (esto incluye la importación desde otras subinstalaciones o la exportación a otras subinstalaciones), los combustibles no deben incluirse en las «emisiones directamente atribuibles» de la subinstalación, sino en la letra k) infra (calor medible importado o exportado).

Las «entradas» incluyen el calor medible de una unidad in situ (por ejemplo, un generador central de la instalación o una red de vapor más compleja con varias unidades de producción de calor) que suministra calor a más de una subinstalación.

Calor medible exportado: en los casos en los que el calor se recupera del proceso y se exporta, no tendrán que hacerse correcciones aquí. La deducción correspondiente a las emisiones conexas se hará sobre los datos introducidos en el apartado calor medible importado a la subinstalación o exportado desde la subinstalación (**Em_{Heat, import} / Em_{Heat,import}**)

Entrada de combustible y el correspondiente factor de emisión: entrada total de combustible en TJ/año, y el correspondiente factor de emisión ponderado en toneladas de CO₂ por TJ, teniendo en cuenta el contenido de energía de cada combustible. El factor de emisión ponderado corresponde a las emisiones acumuladas procedentes de los combustibles divididas por el contenido total de energía.

Estos datos solo sirven para comprobar la coherencia y no tienen un impacto directo ni en la atribución de las emisiones ni en la asignación

Em_{Heat, import} / Em_{Heat,import} (Calor medible importado a esta subinstalación y exportado desde la misma). Datos de calor total neto importado y exportado y factores de emisión específicos para el calor importado y para el exportado.

WG_{corr, import} / WG_{corr,export} (Gases residuales importados y exportados)

Em_{el, exch} - Em_{el,prod} (Intercambiabilidad de electricidad y Producción de electricidad en la subinstalación).

- Datos de las subinstalaciones con enfoques alternativos (**Pestaña_G**). *Estos datos cumplen con dos funciones: sirven para determinar la cantidad de asignación gratuita en función de las subinstalaciones con enfoques alternativos y las actualizaciones de los valores de referencia para los enfoques alternativos*

Para cada uno de los 7 tipos de subinstalación de enfoque alternativos se darán:

- Los niveles históricos de actividad
- Detalles de producción:
 - Calor por tipo de uso,
 - Combustible por tipo de uso,
 - Proceso por tipo de emisiones de proceso.
- Datos Necesarios para la actualización del Benchmark:
 - Emisiones directas atribuibles a la subinstalación,
 - Input de combustible y factor de emisión,
 - Calor medible producido/importado,
 - Calor neto exportado.

G.1.1 Subinstalación con enfoque alternativo, con referencia de calor y expuesta a riesgo significativo de fuga de carbono

G.1.2 Subinstalación de enfoque alternativo, con referencia de calor, no expuesta a riesgo significativo de fuga de carbono

G.1.3 Subinstalación de enfoque alternativo, de calefacción urbana

G.1.4 Subinstalación de enfoque alternativo, con referencia de combustible, expuesta a riesgo significativo de fuga de carbono

La herramienta proporciona automáticamente el nombre de la subinstalación en caso de que sea relevante para esta instalación, en función de la información consignada en la sección A.III.2 ("Subinstalaciones con referencias alternativas").

En la sección (c), deben incluirse las emisiones directas cuyo seguimiento se haya realizado de acuerdo con el PS

Entrada de combustible para esta instalación y factor de emisión pertinente. En la sección (d), los valores para i. y ii. se calculan automáticamente en función de los datos consignados en los subapartados (a. Niveles históricos de actividad) y (c. Emisiones directamente atribuibles).

G.1.5 Subinstalación con enfoque alternativo, con referencia de combustible, no expuesta a riesgo significativo de fuga de carbono

G.1.6 Subinstalación con enfoque alternativo, con emisiones de proceso, expuesta a riesgo significativo de fuga de carbono

El operador deberá especificar qué productos o servicios son pertinentes a la subinstalación. En la medida de lo posible, deberán definirse en unidades físicas y procesos. Este tipo de

subinstalación siempre corresponde a la producción de bienes no cubiertos por las referencias de producto dentro de la instalación.

Tipo de emisión de proceso, nombre y el código PRODCOM 2010 correspondiente a la actividad de las emisiones de proceso

Desglose de los niveles de producción: la unidad y los niveles de producción de cada uno de los productos o servicios

G.I.7 Subinstalación de enfoque alternativo, emisiones de proceso, no expuesta a riesgo significativo de fuga de carbono

- “Special BM” - Datos específicos para determinadas referencias de producto (**Pestaña_H**).

Para productos que requieren metodologías especiales:

- CWT (Productos de refinería)
- Cal
- Dolomía
- Craqueo de vapor
- Aromáticos
- Hidrógeno
- Gas de síntesis
- Óxido de etileno/glicoles
- Cloruro de vinilo monómero.

- Datos específicos solicitados por el Estado miembro (**Pestaña_I**).

- Observaciones y documentación adicional (**Pestaña_J**). Documentos de apoyo al informe:

a) El Plan Metodológico de Seguimiento, con arreglo al artículo 4, apartado 2, letra b), de las FAR (obligatorio): al apartado 2, letra b), del artículo 5 de las FAR. Se trata de un documento obligatorio.

b) El Informe de verificación, con arreglo al artículo 4, apartado 2, letra c), de las FAR (obligatorio)

c) Justificación de cualquier laguna en los datos, con arreglo al apartado 2 del artículo 12 de las FAR, que requiere que se proporcione justificación por cualquier laguna en los datos y sobre el método utilizado para resolverla.

- Resumen de los datos más importantes (**Pestaña_K**). Toda la hoja se rellena automáticamente.

- Datos de la instalación

- Periodo de base y elegibilidad

- Emisiones y flujos de energía (datos de hojas B+C, D y E)

- Subinstalaciones y datos relevantes para la asignación: se dan datos INDICATIVOS, del máximo y mínimo de la asignación previsible en 2021-2025, teniendo en cuenta los umbrales establecidos a los Benchmark, pero no habrá datos de asignación preliminar o asignación final hasta finales de 2020 o 2021. Si se escoge la opción de asignación real hay que tener en cuenta que no puede calcularse hasta que no se hayan publicado los nuevos valores de referencia. Hasta entonces, si se escoge la opción «real», no aparecerá ningún cálculo.

5.4. EL PLAN METODOLOGICO DE SEGUIMIENTO (PMS)

¿Qué es?	<p>Documento que tiene por objeto el seguimiento de los niveles de actividad, los flujos de energía y las emisiones a nivel de subinstalación y servir de base para los IDR, así como para la notificación del nivel de actividad anual exigido para ajustar la asignación gratuita. En la medida de lo posible se utilizarán sinergias con el PS aprobado de acuerdo con el Reglamento (UE) 601/2012.</p> <p>El PMS no cubre solo la descripción de las fuentes de información utilizadas para los datos históricos, sino que también proporciona enfoques prospectivos para el seguimiento real de datos detallados a lo largo del tiempo (2019 en adelante).</p> <p>Es un “manual de usuario” para el operador y la base para la verificación.</p>
¿En qué documentos se basa?	En el informe metodológico (Fase III) y el Plan de Seguimiento (Fase III)
¿A quién se presenta?	Ante la Comunidad Autónoma (órgano competente para tramitar la AEGEI). Posteriormente ésta lo remitirá a la OECC en un plazo de 10 días.
¿Junto con qué documentos?	PMS + Informe de verificación.
¿Cuándo se presenta?	Antes del 31 de mayo de 2019.
¿Quién lo aprueba?	La Oficina Española de Cambio Climático (OECC).
¿Cuándo se aprueba?	Antes del 31 de diciembre de 2020. No obstante, el PMS deberá incorporar los criterios que permitan recopilar los datos desde 2019 de acuerdo a las disposiciones del Reglamento FAR.
¿Es necesario verificarlo?	Sí, por un verificador acreditado para el grupo de actividad 98 y para el ámbito de actividad específico, que en el caso del sector cemento es el 6
¿Qué se verifica?	Que el PMS cumple los requisitos establecidos en el Reglamento FAR
¿Cada cuánto tiempo?	Cada 5 años o cuando haya modificaciones importantes
¿Quién aprueba dicha modificación?	La Oficina Española de Cambio Climático (OECC) (solo los cambios significativos necesitan ser aprobados por la autoridad competente: art. 9 Reglamento FAR)
Principio de mejora	Enfoque similar al del Reglamento MRR: distinción entre cambios significativos y no significativos (aprobación por autoridad competente o notificación respectivamente).

El plan de seguimiento metodológico (PMS) aprobado es el documento más importante para toda instalación sometida al RCDE UE que solicita una asignación gratuita de conformidad con el artículo 10a de la Directiva. Al igual que el PS de la Fase III, el titular debe establecer un Plan para las tareas de seguimiento y la recogida de datos de carácter más detallado y con un alcance distinto. El PMS es la referencia que utilizará el verificador para evaluar el IDR.

El informe metodológico Fase III es un punto de partida idóneo para seleccionar las fuentes de datos para cada conjunto de datos en la Fase IV.

Para cumplir esta tarea, el Reglamento FAR requiere que el PMS contenga *una descripción de la instalación y de sus subinstalaciones, los procesos de producción y una descripción pormenorizada de las metodologías de seguimiento y las fuentes de datos. El plan metodológico de seguimiento deberá contener documentación detallada, completa y transparente de todas las etapas de recopilación de datos pertinentes.* Este requisito se complementa con lo indicado en el Anexo VI que requiere *un diagrama de flujo que permita una comprensión de los principales flujos de materiales y de energía.* Es recomendable que dichos diagramas utilicen identificadores únicos (nombres, abreviaturas) para cada unidad física, dispositivo de medición o punto de medición relevante, de modo que en el resto del PMS puedan referenciarse claramente¹⁵. Ejemplos de diagramas de flujo se presentan en los casos 1 a 6 del apartado 7.7 de esta Guía.

El PMS tiene que asegurar que, para cada unidad de información requerida en el IDR, se explique cómo se han obtenido los datos. Básicamente, se deben cubrir dos grupos de datos: en primer lugar, todo lo que se necesita para determinar los *niveles de actividad anual de cada subinstalación* y, en segundo lugar, todo lo que se necesita para determinar *las emisiones atribuidas de cada subinstalación*.

Las actividades que no son cruciales en todos los detalles, y que por su naturaleza tienden a modificarse con frecuencia según se considere necesario, pueden incluirse en procedimientos escritos, que se mencionen y describan brevemente en el PMS, pero el detalle no se considera parte del PMS aprobado. La relación entre el PMS y los procedimientos escritos es la misma que para los propósitos del Reglamento MRR.

El plan metodológico de seguimiento deberá contener documentación detallada, completa y transparente de todas las etapas de recopilación de datos pertinentes y, al menos, los elementos indicados en el anexo VI del Reglamento FAR (Contenido mínimo del PMS). Para cada uno de los parámetros enumerados en este anexo se debe seleccionar un método de seguimiento basado en los requisitos metodológicos del anexo VII (Métodos de control de los datos).

Además, basándose en la evaluación de riesgos y en los procedimientos de control, al seleccionar los métodos de seguimiento se debe dar preferencia a los que ofrezcan resultados más fiables, minimicen el riesgo de falta de datos y sean los menos proclives a los riesgos inherentes, incluidos los riesgos de control. El método elegido deberá documentarse en el plan metodológico de seguimiento.

Para establecer el sistema de control interno (evaluación de riesgos, medidas y procedimientos de control) y los procedimientos adicionales requeridos, que incluya el establecimiento de responsabilidades del seguimiento y notificación, de las medidas de control y aseguramiento de la calidad, de la presentación, de los sistemas informáticos, etc. puede consultarse el apartado 14.2 de esta guía.

¹⁵ Punto 1 d) del Anexo VI del reglamento FAR requiere *“Un diagrama que contenga, por lo menos, la información siguiente:*

- *Los elementos técnicos de la instalación que indiquen las fuentes de emisión y las unidades de producción y consumo de calor.*
- *Todos los flujos de energía y materiales, en particular los flujos fuente, el calor medible y no medible, la electricidad, cuando proceda, y los gases residuales.*
- *Los puntos de medición y los dispositivos de medición.*
- *Los límites de las subinstalaciones, incluida la división entre las subinstalaciones que den servicio a sectores que se consideren expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono y las subinstalaciones que den servicio a otros sectores, sobre la base de NACE Rev. 2 o PRODCOM”.*

5.4.1. Contenido del PMS

1) Información general de la instalación

- **Historial de revisiones (Pestaña A_VersionMMP del formulario Excel)**¹⁶: información que identifica la versión del PMS. Permite llevar un registro de la versión más reciente del plan sobre la metodología de seguimiento.
- **Datos de la instalación (Pestaña B_InstallationData)** datos para identificar la instalación y el titular, incluidos el nº de permiso de comercio de derechos de emisión y los datos de contacto.
- **Descripción de la instalación (Pestaña C_InstallationDescription)**: es fundamental que los datos que se introduzcan aquí sean correctos de cara a las entradas subsiguientes relativas a las subinstalaciones

C.I. Lista de subinstalaciones (Subinstalaciones con referencia de producto, Subinstalaciones con enfoques alternativos).

C.II. Descripción de la instalación:

C.II. (a). Descripción de la instalación, incluidos sus procesos principales. Si la descripción excede el espacio disponible, se debe adjuntar un documento con la descripción y especificar en la casilla correspondiente el nombre exacto del documento.

C.II. (b). Referencia al último plan de seguimiento aprobado. Incluir la referencia al plan de seguimiento, de conformidad con el Reglamento sobre seguimiento y notificación, en el que se recojan todas las fuentes de emisión

C.II. (c). Referencia a un diagrama de flujo que contenga por lo menos:

- Elementos técnicos de la instalación, que indiquen las fuentes de emisión y las unidades de producción y consumo de calor.
- Todos los flujos de energía y materiales, en particular los flujos fuente, las fuentes de emisión, los flujos de calor medible y no medible, los flujos de electricidad (cuando proceda) y los gases residuales.
- Los puntos de medición y los dispositivos de medición.
- Los límites de las subinstalaciones, incluida la división entre subinstalaciones que den servicio a sectores que se consideren expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono y las subinstalaciones que den servicio a otros sectores, sobre la base de NACE Rev. 2 o PRODCOM 2010.

En casos más complejos se deben facilitar diagramas de flujo más detallados para las subinstalaciones. Hay un espacio para incluir una imagen del diagrama de flujo.

C.III. Listado y descripción de las conexiones con otras instalaciones incluidas en el RCDE UE o con entidades no incluidas en este régimen

C.III. (a). Información para identificar las conexiones técnicas de la instalación. Solo son pertinentes los casos en los que haya calor medible, gases residuales o CO₂ a efectos de actividades CAC que traspasen los límites de la instalación.

¹⁶ [Formulario PMS](#)

Las opciones de los tipos de conexión incluidos son: calor medible, gases residuales, CO2 transferido para su almacenamiento geológico (CAC), CO2 transferido para su uso en la instalación (CUC), productos intermedios contemplados por referencias de producto.

C.III. (b). Mas información sobre las instalaciones conectadas

2) Información sobre las subinstalaciones

- **Métodos y procedimientos (Pestaña D_MethodsProcedures):**

D.I. Métodos en la instalación: sólo es necesario introducir datos si la instalación cuenta con más de una subinstalación.

D.I.(a). Partes físicas de las instalaciones que dan servicio a más de una subinstalación Hay que enumerar todas las partes físicas de las instalaciones y las unidades que den servicio a más de una subinstalación, incluidos los sistemas de suministro de calor, las calderas de uso común, etc.

Por ejemplo, si una caldera produce calor medible y ese calor lo consumen dos subinstalaciones con referencia de producto, se deberá señalar la caldera y seleccionar ambas subinstalaciones de la lista desplegable. En cambio, si solo una subinstalación consume el calor producido, no será necesario introducir ningún dato en esta sección, pero sí en la hoja F, sección I, letra a).

D.I.(b). Métodos para asignar partes de instalaciones y sus emisiones a las respectivas subinstalaciones. Hay que describir, con respecto a cada subinstalación indicada los métodos para asignar partes de instalaciones y sus emisiones a las respectivas subinstalaciones.

D.I.(c). Método empleado para garantizar que se evitan las lagunas de datos y la doble contabilización, si hay más de una subinstalación pertinente y las emisiones de un flujo fuente se determinan individualmente para cada una en las hojas F o G, compare las emisiones recogidas en el informe anual de emisiones con la suma de las emisiones para cada subinstalación. Si hay discrepancias, describa, como se calcula el “factor de reconciliación”.

D.II. Procedimientos

D.II. (a). Referencia al procedimiento para gestionar la asignación de responsabilidades a efectos del seguimiento y la notificación en el seno de la instalación, y para gestionar las competencias del personal responsable.

D.II. (b). Referencia al procedimiento para evaluar periódicamente la idoneidad del plan sobre la metodología de seguimiento, si refleja las características y el funcionamiento de la instalación y si puede mejorarse.

D.II. (c). Referencia a los procedimientos escritos en relación con las actividades de flujo de datos y las actividades de control.

D.II. (d). Referencia a los procedimientos escritos en relación con las actividades de control.

- **Flujos de energía (Pestaña E_EnergyFlows):** Todas las descripciones que se incluyan en las secciones acerca de los métodos empleados para cuantificar los parámetros objeto de seguimiento y notificación deberán comprender: etapas del cálculo, fuentes de datos, fórmulas de cálculo, factores de cálculo pertinentes (incluida la unidad de medida), controles horizontales

y verticales para confirmar los datos, procedimientos que respalden los planes de muestreo, equipo de medición utilizado con referencia al diagrama correspondiente y una descripción de su instalación y mantenimiento, y lista de laboratorios responsables de efectuar los procedimientos analíticos

E.I Entrada de combustible: esta sección debe abarcar todos los datos proporcionados en la sección E.I en la plantilla del IDR. Hay que seleccionar información sobre la metodología empleada (fuente de datos utilizada y método utilizado para determinar el contenido energético con arreglo al anexo VII del Reglamento FAR) y además hay que indicar si se ha usado la fuente de datos de mayor rango en la jerarquía establecida en el anexo VII del Reglamento FAR y si no ha sido así, escoger el motivo en la lista desplegable y explicarlo con más detalle.

E.II Calor medible: importación, exportación, consumo y producción. Esta sección debe abarcar todos los datos proporcionados en la sección E.II en la plantilla del IDR.

Hay que dar información sobre la metodología empleada:

- fuente de datos utilizada para los flujos de energía con arreglo al anexo VII del Reglamento FAR
- método utilizado para determinar las cantidades netas con arreglo al anexo VII del Reglamento FAR

Hay que indicar si se ha usado la fuente de datos de mayor rango en la jerarquía establecida en el anexo VII del Reglamento FAR y si no ha sido así, escoger el motivo en la lista desplegable y explicarlo con más detalle

E.III Balance de gases residuales: importación, exportación, consumo y producción. Esta sección debe abarcar todos los datos proporcionados en la sección E.III en la plantilla del IDR. Hay que dar información sobre la metodología empleada e indicar si se ha usado la fuente de datos de mayor rango en la jerarquía establecida en el anexo VII del Reglamento FAR y si no ha sido así, escoger el motivo en la lista desplegable y explicarlo con más detalle.

E.IV Electricidad importación, exportación, consumo y producción. Esta sección debe abarcar todos los datos proporcionados en la sección E.IV en la plantilla del IDR. Hay que dar información sobre la metodología empleada e indicar si se ha usado la fuente de datos de mayor rango en la jerarquía establecida en el anexo VII del Reglamento FAR y si no ha sido así, escoger el motivo en la lista desplegable y explicarlo con más detalle.

- **Datos de la subinstalación respecto a las referencias de productos (Pestaña_F).** Todas las descripciones que se incluyan en las secciones a continuación acerca de los métodos empleados para cuantificar los parámetros objeto de seguimiento y notificación deberán comprender: etapas del cálculo, fuentes de datos, fórmulas de cálculo, factores de cálculo pertinentes (incluida la unidad de medida), controles horizontales y verticales para confirmar los datos, procedimientos que respalden los planes de muestreo, equipo de medición utilizado con referencia al diagrama correspondiente y una descripción de su instalación y mantenimiento, y lista de laboratorios responsables de efectuar los procedimientos analíticos.

F.I.a. Descripción de los límites del sistema de la subinstalación mencionando los aspectos siguientes: unidades técnicas incluidas, procesos, materiales y combustibles, productos y producciones atribuidas y la importación o exportación de cualquier producto intermedio con referencia de producto.

F.I.b. Determinación de los niveles anuales de producción (=actividad). Esta sección debe abarcar todos los datos proporcionados en la sección F.a) en la plantilla del IDR.

Seleccionar fuente de datos y método utilizado para determinar las cantidades anuales e indicar si se ha seguido el orden jerárquico. Téngase en cuenta que acuerdo al artículo 15.3 del Reglamento FAR, el nivel anual de actividad del clinker se refiere a la producción anual de cemento sin pulverizar (clinker) de la instalación.

Se debe incluir la metodología aplicada para el seguimiento de los códigos PRODCOM pertinentes de conformidad con el anexo VII del Reglamento FAR.

F.I.c. Intercambiabilidad de combustible y electricidad. Esta sección debe abarcar todos los datos proporcionados en la sección F.c) en la plantilla del IDR.

Seleccionar fuente de datos e indicar si se ha seguido el orden jerárquico.

F.I.d. Información sobre importación de flujos de calor medible a partir de instalaciones o entidades no incluidas en el RCDE UE. Esta sección debe abarcar todos los datos proporcionados en la sección F.d) en la plantilla del IDR.

De acuerdo con el artículo 21 de las NAG, debe deducirse una cantidad de emisiones de la asignación anual preliminar de las subinstalaciones con referencia de producto.

Datos necesarios para determinar la tasa de mejora de los parámetros de referencia “Benchmark” para cada subinstalación con referencia de producto

F.I.e. Emisiones directamente atribuibles. Esta sección debe abarcar todos los datos proporcionados en la sección F.g) en la plantilla del IDR.

Descripción del método empleado para atribuir las emisiones de los flujos fuente y las fuentes de emisión a esta subinstalación de conformidad con las disposiciones del anexo VII del Reglamento FAR, teniendo en cuenta que no se recogerán aquí las emisiones atribuibles al calor medible importado a la subinstalación o exportado desde la subinstalación, sino en la letra g), ni las emisiones procedentes de gases residuales que se importen desde otras instalaciones o subinstalaciones y se consuman en esta subinstalación sino en la letra f).

Es importante incluir una referencia apropiada al último plan de seguimiento aprobado en virtud del Reglamento sobre seguimiento y notificación, utilizando los mismos nombres para todos los flujos fuente y las emisiones.

F.I.e. Entrada de combustible para esta subinstalación y factor de emisión pertinente. Esta sección debe abarcar todos los datos proporcionados en la sección F.h) en la plantilla del IDR.

Información sobre la metodología empleada:

- fuente de datos utilizada para cuantificar la entrada de combustible
- método utilizado para determinar el **factor de emisión ponderado** (el factor de emisión ponderado corresponde a las emisiones acumuladas procedentes de los combustibles, incluidos los utilizados para producir calor medible, divididas entre el contenido energético total).

F.I.g. Calor medible importado a la subinstalación o exportado desde la subinstalación. Esta sección debe abarcar todos los datos proporcionados en la sección F.k) en la plantilla del IDR.

Las emisiones atribuibles comprenderán cualquier importación o exportación de calor medible con arreglo al anexo VII del Reglamento FAR.

Información y descripción sobre la metodología empleada.

F.I.h. Balance de gases residuales para esta subinstalación. Esta sección debe abarcar todos los datos proporcionados en la sección F.i) en la plantilla del IDR.

Las emisiones atribuibles comprenderán cualquier importación o exportación de gases residuales con arreglo al anexo VII del Reglamento FAR.
Información y descripción sobre la metodología empleada.

- **Datos de las subinstalaciones alternativas (Pestaña_G).** Todas las descripciones que se incluyan en las secciones a continuación acerca de los métodos empleados para cuantificar los parámetros objeto de seguimiento y notificación deberán comprender: etapas del cálculo, fuentes de datos, fórmulas de cálculo, factores de cálculo pertinentes (incluida la unidad de medida), controles horizontales y verticales para confirmar los datos, procedimientos que respalden los planes de muestreo, equipo de medición utilizado con referencia al diagrama correspondiente y una descripción de su instalación y mantenimiento, y lista de laboratorios responsables de efectuar los procedimientos analíticos.

G.I.a. Descripción de los límites del sistema de la subinstalación mencionando los aspectos siguientes: unidades técnicas incluidas, procesos, materiales y combustibles, productos y producciones atribuidas.

G.I.b. Determinación de los niveles anuales de producción. Esta sección debe abarcar todos los datos proporcionados en la sección G.a) en la plantilla del IDR.

Seleccionar fuente de datos y método utilizado para determinar las cantidades anuales e indicar si se ha seguido el orden jerárquico.

Se debe incluir la descripción de la metodología aplicada para el seguimiento de los productos producidos (códigos PRODCOM).

Si ha exportado calor medible a instalaciones o entidades no incluidas en el RCDE UE, se deberá describir el método para determinar la situación relativa a las fugas de carbono en los procesos en que se haya consumido ese calor medible. En la medida de lo posible, se debe hacer referencia a instalaciones, y si es factible a las subinstalaciones de tales instalaciones, mencionando los códigos NACE y PRODCOM correspondientes.

Datos necesarios para determinar la tasa de mejora de los parámetros de referencia “Benchmark” para cada subinstalación alternativa

G.I.c. Emisiones directamente atribuibles. Esta sección debe abarcar todos los datos proporcionados en la sección G.c) en la plantilla del IDR.

Descripción del método empleado para atribuir las emisiones de los flujos fuente y las fuentes de emisión a esta subinstalación de conformidad con las disposiciones del anexo VII del Reglamento FAR,

Calor medible: cuando el calor se produzca exclusivamente para esta subinstalación, las emisiones pueden atribuirse aquí directamente a través de las emisiones de combustible.

Cuando se usen combustibles para producir calor medible que se consuma en más de una subinstalación (por ejemplo, a través de un generador central de la instalación o una red de vapor más compleja con varias unidades de producción de calor), los combustibles no deben incluirse en las emisiones directamente atribuibles de la subinstalación, sino en la letra d).

Las emisiones asociadas al calor medible producido a partir de gases residuales importados desde otras instalaciones o subinstalaciones y usados en esta subinstalación no deben recogerse aquí, sino en la letra d).

G.I.d. Entrada de combustible para esta subinstalación y factor de emisión pertinente. Esta sección debe abarcar todos los datos proporcionados en la sección G.d) en la plantilla del IDR.

Información sobre la metodología empleada:

- fuente de datos utilizada para cuantificar la entrada de combustible
- método utilizado para determinar los valores caloríficos netos y los factores de emisión.
- el factor de emisión ponderado corresponde a las emisiones acumuladas procedentes de los combustibles, incluidos los utilizados para producir calor medible, divididas entre el contenido energético total.

G.I.e. Calor medible producido. Esta sección debe abarcar todos los datos proporcionados en la sección G.e) en la plantilla del IDR.

Fuente de datos para determinar la cantidad de calor medible producido.

G.I.f. Calor medible importado. Esta sección debe abarcar todos los datos proporcionados en la sección G.e) en la plantilla del IDR.

Fuente de datos empleada para determinar la cantidad de calor medible importado y el método utilizado para determinar las cantidades netas a partir de cada una de las fuentes que se señalan a continuación (según proceda):

- Calor neto importado (otras fuentes): incluye el calor importado desde otras instalaciones o, cuando el calor medible sea consumido por más de una subinstalación, el calor producido in situ y consumido dentro de esta subinstalación. No deben incluirse el calor medible importado desde subinstalaciones con referencia de producto, la producción de pasta de papel o el calor medible recuperado a partir de subinstalaciones con referencia de combustible o a partir de gases residuales.
- Calor procedente de una referencia de producto: incluye el calor medible exportado desde una subinstalación con referencia de producto, a excepción del calor medible procedente de subinstalaciones productoras de pasta de papel.
- Calor procedente de la pasta de papel: incluye el calor importado desde subinstalaciones productoras de pasta de papel.
- Calor procedente de una referencia de combustible: incluye el calor medible recuperado a partir del calor residual de subinstalaciones con referencia de combustible.
- Calor procedente de gases residuales: incluye el calor medible producido a partir de gases residuales.

- **Datos específicos para algunas referencias de producto (Pestaña_H).**
- **Datos complementarios solicitados por la OECC (Pestaña_I).**
- **Datos observaciones e información adicional (Pestaña_J).**
 - Indicar aquí todos los documentos que se presentan junto con el PSM
 - Información complementaria.

5.4.2. Verificación sin tener el PMS aprobado

Tal y como se explica en el apartado 4.3 del presente documento antes de 31 mayo de 2019 se debe presentar información complementaria a la solicitud de asignación, junto con el **Informe sobre los Datos de Referencia (IDR)**, un **Plan Metodológico de Seguimiento (PMS)**, por lo que el PMS que se presente no estará aprobado por la OECC, que tiene hasta 31 de diciembre de 2020 para hacerlo, por lo que el verificador tendrá que verificarlo junto con el Informe sobre los Datos de Referencia (IDR). Esto supondrá un impacto en los esfuerzos del verificador y por lo tanto en los costes de la verificación. Sin embargo, esta verificación se centrará, especialmente, en el cumplimiento con el Reglamento FAR de aquellos elementos del PMS que se relacionan con los datos IDR que se está verificando, es decir, datos históricos retrospectivos relacionados con metodologías y procedimientos. Tan pronto como la OECC haya aprobado el PMS, la situación será parecida para las verificaciones anuales de los datos de emisiones: como el PM aprobado bajo el Reglamento MRR, el PMS aprobado de acuerdo con el Reglamento FAR será la base para la verificación. Los requisitos relevantes están incluidos en el Reglamento AV¹⁷.

5.4.3. Principio de mejora, aprobación de actualizaciones. Causas de modificación importantes

El PMS siempre se debe reflejar las características y el funcionamiento actual de la instalación. Cuando se modifica algún aspecto práctico de la instalación, por ejemplo, debido a modificaciones de productos (subinstalaciones), tecnologías, procesos, combustibles, materiales, equipos de medición, sistemas informáticos o estructuras organizativas (es decir, asignaciones de personal) que sean importantes para el seguimiento del reglamento FAR, se debe actualizar la metodología de seguimiento, ver cuadro 1. El PMS también debe actualizarse como consecuencia del requisito de mejora continua la metodología de seguimiento y para incluir las recomendaciones de mejora del verificador.

¹⁷ REGLAMENTO DE EJECUCIÓN (UE) 2018/2067 DE LA COMISIÓN de 19 de diciembre de 2018 relativo a la verificación de los datos y a la acreditación de los verificadores de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo

Causas de modificación del PMS	Causas de modificación del PMS que se consideran importantes
<p>a) Que se produzcan nuevos niveles de emisiones o de actividad debido a la realización de nuevas actividades o a la utilización de nuevos combustibles o materiales que no se recogen aún en el plan metodológico de seguimiento;</p> <p>b) Que, debido a la utilización de nuevos tipos de instrumentos de medición, nuevos métodos de muestreo o de análisis o nuevas fuentes de datos, o a otros factores, se consigue una mayor exactitud en la determinación de los datos notificados;</p> <p>c) Que se revelen incorrectos los datos obtenidos con la metodología de seguimiento aplicada previamente;</p> <p>d) Que el plan metodológico de seguimiento no se ajuste a los requisitos del presente Reglamento o haya dejado de ajustarse a ellos;</p> <p>e) Que sea necesario aplicar las recomendaciones de mejora del plan metodológico de seguimiento que se hacen en un informe de verificación.</p>	<p>a) Las modificaciones resultantes de cambios de la instalación, en concreto nuevas subinstalaciones, modificaciones de los límites de las subinstalaciones existentes o cierres de subinstalaciones;</p> <p>b) El paso de una metodología de seguimiento establecida en las secciones 4.4 a 4.6 del anexo VII a otra metodología establecida en esas secciones. Esto se refiere a la selección de fuentes de datos para la cuantificación de los materiales y combustibles, de los flujos de energía y de las propiedades de los materiales.</p> <p>c) La modificación de un valor por defecto o un método de estimación establecidos en el plan metodológico de seguimiento;</p> <p>d) Los cambios solicitados por la autoridad competente para garantizar la conformidad del plan metodológico de seguimiento con los requisitos del presente Reglamento.</p>

Dependiendo de la naturaleza de los cambios, se pueden encontrar las siguientes situaciones:

- Es necesario actualizar un elemento del PMS:
 - Si cambio es importante, el PMS actualizado debe enviarse, sin retrasos injustificados, a la OECC para que lo apruebe. En caso de duda, el titular debe asumir que el cambio es importante.
 - Si el cambio no es importante, se debe notificar a la OECC, pero no es necesario que ésta los apruebe. De acuerdo con la (GD5)¹⁸ Para reducir la carga administrativa, las AC pueden permitir que el titular envíe estos cambios de forma agregada antes del 31 de diciembre del año del informe.
- Es necesario actualizar algún elemento de un procedimiento escrito. Si la modificación no afecta ni la referencia (opcional) que se hace al procedimiento en el PMS ni la calidad efectiva de la metodología de seguimiento o los procedimientos de control, el titular llevará a cabo la actualización bajo su propia responsabilidad sin notificárselo a la autoridad competente.

Se considera una buena práctica para el titular conservar un “historial de cambios”, en el que se registren todos los cambios no significativos del PMS y en los procedimientos, así como todas las versiones de los PMS enviados y aprobados. El titular debe implementar un procedimiento escrito para evaluar periódicamente si el PMS está actualizado (Reglamento FAR, Artículo 9 (1) y punto 1 (g) del Anexo VI).

Durante el período comprendido entre la actualización del PMS y la aprobación efectiva por parte de la Autoridad Competente, el Reglamento FAR no da instrucciones tan detalladas sobre cómo tratar la situación como lo hace el Reglamento MRR. Sin embargo, es recomendable seguir los mismos principios:

¹⁸ GD5: Guía sobre seguimiento y notificación para las FAR

- Los operadores deben usar el PMS actualizado, asumiendo que cumple con el Reglamento FAR y que la Autoridad Competente lo podrá aprobar.
- Sin embargo, si hay disponibles fuentes de datos alternativas (por ejemplo, de acuerdo con un PMS aprobado previamente, así como las contenidas en el nuevo), el titular debe continuar utilizando (es decir, mantener registros) ambas fuentes de datos hasta que la Autoridad competente apruebe la actualización del PMS.
- Si durante el proceso de actualización del PMS se han utilizado, en paralelo, fuentes de datos diferentes., una vez aprobado el PMS actualizado el titular puede descartar los datos que no estén de acuerdo con él.
- El titular debe mantener la documentación completa de todas las versiones del PMS presentadas y aprobadas, incluido un registro de las fechas de inicio de la aplicación de cada versión (Artículo 9 (6) del Reglamento FAR). Esto es necesario para permitir un registro de auditoría totalmente transparente, incluso para los fines del verificador.

6. EL CICLO DE CUMPLIMIENTO

6.1. GENERALIDADES

Como ya se ha indicado, el PMS tiene por objeto el seguimiento de los niveles de actividad, los flujos de energía y las emisiones a nivel de subinstalación para servir de base a los **informes de datos de referencia**¹⁹, IDR, desde este punto de vista, el PMS, puede introducir reglas de seguimiento y notificación adicionales o que completen a las ya existentes en la instalación en el PS Fase III. Como regla general, estas reglas adicionales o nuevas serán innecesarias, pero sí podrán serlo, matizaciones adicionales relativas a la identificación de producto²⁰ o medición de corrientes subdivididas de combustibles o MMPP.

El PMS convive con el Plan de seguimiento, PS, y es recomendable que, en la medida de lo posible, se utilicen las partes comunes del PS para definir el PMS.

Sin embargo, PMS y PS son planes diferentes en sus ciclos de cumplimiento.

Durante la Fase IV del RCDE UE, existen dos ciclos de cumplimiento claramente diferenciados:

- El definido por las actividades a realizar para solicitar los derechos gratuitos de asignación que se realizará cada 5 años.
- El definido para realizar el seguimiento y notificación de emisiones de cada instalación con carácter anual.

El primero es el regulado por el Reglamento Delegado 2019/331 y el segundo regulado por el Reglamento de Ejecución 2018/2066 (FAR).

El primero se basa en el PMS y el segundo en el PS.

En la figura 1 se presenta un diagrama que ilustra las características básicas de ambos planes que se desarrollarán pormenorizadamente en los epígrafes siguientes.

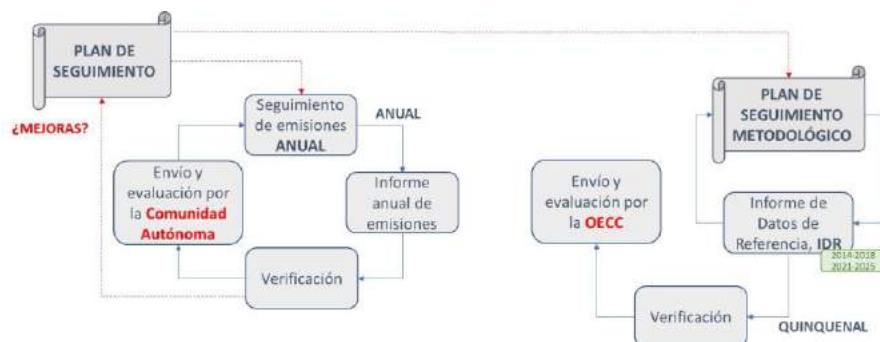


Figura 1. Ciclos de cumplimiento

¹⁹ Para una reseña completa de sobre los IDR véase el apartado 5.3.

²⁰ Ver Cuadro del cemento blanco o casos 3 y 4 en el caso de flujos compartidos de combustibles

6.2. EL CICLO DE CUMPLIMIENTO PMS

El PMS es el documento que sirve de base para elaborar el Informe de Datos de Referencia que es necesario para solicitar la asignación gratuita de derechos de emisión. Esta solicitud de derechos tiene lugar cada cinco años, la primera, para el periodo 2021-2025 y la segunda para, el periodo 2026-2030.

El primer IDR recoge datos del periodo 2014-2018 y el segundo IDR recogerá datos del periodo 2021-2025. Los datos del IDR se refieren fundamentalmente a los HALs, y resto de parámetros necesarios para calcular la asignación de acuerdo a la figura 1. Esos datos son determinados mediante:

- Los métodos incluidos en el PS Fase III para el IDR 2014-2018
- Los métodos incluidos en el PMS para el IDR 2026-2030

La siguiente figura resume gráficamente este proceso.



El PMS queda definido por tanto para cinco años a menos exista alguna causa de modificación importante que requiera su modificación (y nueva aprobación por la OECC). Las causas por las que debe modificarse el PMS se describen en el epígrafe 5.4 de esta guía.

El seguimiento *de oficio* de las emisiones basado en el PS y el acto de la verificación del informe anual de emisiones será, con toda probabilidad, la causa fundamental por la que el operador se dé cuenta de que el PMS deba ser modificado por alguna de las circunstancias catalogadas como importantes.

6.3. EL CICLO DE CUMPLIMIENTO PS

Se insiste en que el Plan de Seguimiento convive con el PMS. El Plan de Seguimiento es el PS Fase III del que ya disponía la instalación en el momento de la creación del PMS. Aquí caben dos posibilidades:

- Que el proceso de construcción y verificación del PMS implique que es necesario introducir algún requisito adicional de control respecto a lo ya dicho en el PS Fase III. En este caso se aprobará un nuevo PS que denominaremos, PS Fase IV y que evolucionará según lo indicado a continuación
- Que el proceso de construcción y verificación del PMS implique que no es necesario introducir ningún requisito adicional de control respecto lo ya dicho en el PS Fase III. En este caso el PS Fase III seguirá siendo válido.

El proceso anual de seguimiento, notificación, verificación de las emisiones y el procedimiento de la autoridad competente para la aceptación de los informes de emisiones se denomina ciclo de cumplimiento. En la figura que se muestra a continuación se muestran los elementos principales de este ciclo anual para el PS.



El PS debe seguir los requisitos de la legislación aplicable en toda la UE, en particular, del Reglamento de Seguimiento y Notificación 2018/2066.

Para una reseña completa sobre el PS véase el apartado 9 de esta guía.

7. CONCEPTOS BASICOS PARA LA ASIGNACION GRATUITA

La Directiva RCDE UE se revisó en 2018. La mayoría de las disposiciones de la Directiva RCDE UE revisada para la Fase IV son similares a las que ya constaban en la versión anterior. Sin embargo, existen algunas diferencias en el marco legal, la forma de determinación del cap de las emisiones, la asignación gratuita y la subasta de derechos de emisión.

Un cambio clave en el marco legal es el Reglamento Delegado (UE) 2019/331 de la Comisión de 19 de diciembre de 2018 por el que se determinan las normas transitorias de la Unión para la armonización de la asignación gratuita de derechos de emisión con arreglo al artículo 10 bis de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento y del Consejo (“Free Allocation Rules o FAR”), para la Fase IV.

Esta nueva regulación incluye requisitos más detallados sobre la definición de subinstalación, la determinación de los niveles históricos de actividad por subinstalación y la recopilación, el seguimiento y la notificación de los datos necesarios para calcular la asignación gratuita. En comparación con las medidas implementadas a nivel comunitario para la Fase III (las CIMs²¹), las FAR es de aplicación directa a los operadores. Los Estados miembros ya no tienen que implementar los requisitos a través de su legislación nacional.

7.1. PRINCIPIOS BASICOS

Para solicitar asignación, el titular de la instalación debe supervisar los datos a presentar que se encuentran relacionados en el anexo IV de las FAR a efectos del informe sobre los datos de referencia (IDR) a nivel de instalación y subinstalación con respecto a todos los años naturales del periodo de referencia pertinente basándose en el plan metodológico de seguimiento (PMS). Estos datos se han especificado con más detalle en el punto 5.3 “Informe sobre datos de referencia” de esta Guía.

Además, los titulares deben dar datos completos y coherentes y evitar solapamientos entre subinstalaciones y la doble contabilización. Para ello deben aplicar los métodos de determinación establecidos en el Anexo VII de las FAR “Métodos de control de los datos” y utilizar fuentes de datos que representen la máxima exactitud posible.

7.2. REGLA DE LOS CUATRO PASOS

Debemos partir de la asignación general de entradas, salidas y emisiones de la instalación. Esto nos servirá para aplicar las comprobaciones relativas a completitud y ausencia de doble contabilización necesarias posteriormente.

La división de una instalación en subinstalaciones requiere de una secuencia de cuatro pasos²².

Con antelación a la aplicación a la regla de cuatro pasos debemos tener en cuenta algunas consideraciones previas:

- Puede haber una o varias subinstalaciones

²¹ Decisión 2011/278/UE de la Comisión de 27 de abril de 2011 por la que se determinan las normas transitorias de la Unión para la armonización de la Asignación gratuita de derechos de emisión con arreglo al artículo 10 bis de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo

²² De acuerdo a lo establecido en el artículo 10.2 del Reglamento 2019/331.

- La división en subinstalaciones puede no coincidir necesariamente con la habitual división en equipos físicos o líneas de producción de una fábrica de cemento ya que está condicionada por la jerarquía de análisis que se describe a continuación.

La regla tiene como objetivo identificar las subinstalaciones que pueden optar a la asignación gratuita de derechos de emisión. Para ello, deberán asignarse las entradas, salidas y emisiones de la instalación a una o varias subinstalaciones estableciendo, en su caso, un método para cuantificar las fracciones específicas de las entradas, salidas y emisiones que se asignarán a cada una de las subinstalaciones.

La identificación de subinstalaciones sigue un proceso de cuatro pasos secuenciales:

1) PASO 1. Identificar las subinstalaciones que corresponden a Referencias de Producto. Para ello, se identificarán los productos que se fabrican en la instalación. En el caso de fábricas de cemento, los productos (y las referencias de producto) pueden ser algunas de las siguientes:

- Cemento sin pulverizar (clinker portland gris).
- Cemento sin pulverizar (clinker portland blanco).

Nota 1: El clinker de aluminato de calcio, CAC, no dispone de referencia de producto. La asignación deberá plantearse mediante una referencia de emisiones de proceso y una referencia de emisiones de combustión (ver cuadro 3 en el apartado 1.4).

Nota 2: Si dentro de los límites de la instalación se produce cal, dolima, yeso u otro producto de construcción similar se identificarán este y su referencia de producto de manera adicional a los ya señalados.

Nota 3: Las emisiones relacionadas con la producción de la energía eléctrica consumida están siempre excluidas de los límites del sistema.

2) PASO 2. Identificar las entradas, salidas y emisiones que no pueden catalogarse como Referencias de Producto pero que puedan catalogarse como:

- Subinstalaciones con referencia de calor, o,
- Subinstalaciones de calefacción urbana

No existen Subinstalaciones de calefacción urbana en el sector cementero español en la actualidad.

Con respecto a las subinstalaciones con referencia de calor, cabe hacer las siguientes consideraciones:

- Las instalaciones que utilizan gases del horno para secar el crudo (molinos de crudo) o el coque de petróleo (molinos de carbón) son instalaciones que están dentro de la referencia de producto clinker, por lo que, en ningún caso, constituyen subinstalaciones con referencias de calor.
- Las posibles subinstalaciones con referencias de calor son aquellas que emplean gases del horno para secar combustibles o materiales que no se emplean en el proceso productivo del clinker.

Para una reseña completa de la determinación de referencias de calor véanse los casos 4 y 6 junto con el epígrafe 7.4.1 Flujos de calor entre las instalaciones.

3) PASO 3. Identificar las entradas, salidas y emisiones que no pueden catalogarse ni como Referencias de Producto ni como referencias de calor o subinstalaciones de calor urbana pero que puedan catalogarse como subinstalaciones con referencia de combustible.

Los combustibles tradicionales y alternativos del horno pertenecen a la referencia de producto clinker gris o clinker blanco por lo que las subinstalaciones con referencia combustible deberemos buscarlas entre aquellas que tengan como entrada a combustibles no utilizados para el horno según el punto 9 A) del Anexo II del Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066

Estos combustibles no utilizados para el horno pueden aparecer en las fábricas de cemento:

- En instalaciones tales como generadores de emergencia no directamente asignados a la línea de clinker²³.
- En retractiladoras de líneas de expedición
- En el uso de combustibles en líneas de producción de cemento CAC.
- En instalaciones de secado de MMPP para el cemento
- En calderas de calefacción de oficinas y salas no directamente asignadas a la línea de clinker.
- En otras pequeñas instalaciones de combustión no adscritas directamente a la línea de clinker.

Los dos últimos, son los más comunes en las fábricas. Hay que tener en cuenta además que estas calderas pueden funcionar con un combustible, generalmente gasoil, que se utiliza también para otros usos que sí son atribuibles directamente a la referencia de producto clinker, por ejemplo, en arranques del horno.

En estos casos debe recordarse el criterio fijado por la OECC en su documento de recomendaciones de 18 de febrero de 2011 donde en su punto 14 se indica *que aplicando el criterio de costes irrazonables procedería incluir en el ámbito de la Ley estas pequeñas unidades a partir de 2013 en los casos en que la medición del consumo de combustible por estas pequeñas unidades esté ligada al correspondiente a otros dispositivos de la instalación. En el caso de que tengan que adoptarse medidas de seguimiento específicas para las emisiones de estas pequeñas unidades, dichas unidades no se incluirían en el ámbito de aplicación en la medida en que, a criterio de la autoridad competente, sus requisitos de seguimiento impliquen costes irrazonables.*

Caben por tanto varias posibilidades:

- a) Que las pequeñas instalaciones de combustión y sus correspondientes flujos fuente, estén incluidos en el PS Fase III y reciban asignación de emisiones.
- b) Que las pequeñas instalaciones de combustión y sus correspondientes flujos fuente, estén incluidos en el PS Fase III y no reciban asignación de emisiones.
- c) Que las pequeñas instalaciones de combustión compartan flujos fuente (combustibles) empleados a su vez para el horno y que figuran en el PS Fase III por este motivo. Por ejemplo, caldera de calefacción que emplea gasoil usado a su vez para arranques del horno. El seguimiento de este flujo fuente se puede hacer de manera indiferenciada o de manera diferenciada.

²³ Los grupos electrógenos de emergencia, que tiene como función asegurar el giro del horno o el funcionamiento de servicios esenciales en caso de interrupción del suministro externo de energía eléctrica, se catalogan como dentro de la referencia de producto clinker que corresponda. En ningún caso estos grupos producen energía eléctrica para producir clinker ni sustituyen en ningún caso energía eléctrica consumida de la red, por lo que nunca pueden considerarse como subinstalaciones distintas a las de referencia de producto clinker.

- d) Que las pequeñas instalaciones de combustión y sus correspondientes flujos fuente, no estén en el PS. En este caso ni realizamos seguimiento de esos flujos fuente ni se recibe asignación por esas emisiones de CO₂.

La identificación de subinstalaciones con referencia de combustible deberán, en la medida de lo posible, respetar lo ya establecido en el PS Fase III. Esto asegurará la compatibilidad entre PS Fase III y PMS. En caso de que la identificación de subinstalaciones de combustión cambie voluntariamente lo establecido en el PS Fase III, por ejemplo, para recibir asignación a unas emisiones que no contaban con ella, deberá tenerse en cuenta que habrá de garantizarse la compatibilidad con el PS introduciendo en éste los cambios necesarios.

Un ejemplo que ilustra la identificación de subinstalaciones con referencia combustible puede consultarse en el Caso 2. El epígrafe que explica cómo determinar los límites de las subinstalaciones con referencia de combustible es el 7.4.2

- 4) PASO 4. Identificar las entradas, salidas y emisiones que no pueden catalogarse como Referencias de Producto ni como referencias de calor o subinstalaciones de calor urbana ni como subinstalaciones con referencia de combustible pero que pueden asignarse a una subinstalación con emisiones de proceso.

Esta situación no es la descrita para las emisiones de carbono no carbonatado procedentes de la materia prima analizados en el apartado 11.8 de esta guía que, en cualquier caso, pertenecen a la referencia de producto clinker.

Todas las emisiones de proceso contempladas en el apartado 11.1 de esta guía deben ser catalogadas dentro de la referencia de producto clinker.

La única excepción se refiere a la situación en que existan emisiones de proceso no catalogables en el párrafo anterior. Nos referimos a dos posibles casos:

- 1) Emisiones de proceso debidas al procesamiento térmico de magnesita o cualquier otro mineral que produzca emisiones de proceso y no disponga de referencia de producto. Esta es una situación que no se da actualmente en el sector cementero español
- 2) Emisiones de proceso debido a la producción de cemento CAC.

Un ejemplo que ilustra la identificación de subinstalaciones con emisiones de proceso puede consultarse en el Caso 3 y el epígrafe 7.4.4.

A partir de que las subinstalaciones ya se han identificado el proceso prosigue secuencialmente con las siguientes etapas:

- a) Asignación de entradas, salidas y emisiones a las subinstalaciones. así como a las unidades físicas que se asocien a cada una de ellas.
- b) Identificación de las necesidades de monitorización, es decir, los niveles de actividad de los materiales combustibles involucrados.

Todos los pasos descritos en este apartado y, en caso necesario, los indicados en el epígrafe 7.3 se aplican a cada uno de los CASOS prácticos del apartado 7.7.

7.3. REGLAS ADICIONALES A LA REGLA DE LOS CUATRO PASOS

Existen algunas reglas que complementan la secuencia anteriormente expuesta de división en subinstalaciones. En el sector cementero la presentada en el apartado siguiente puede tener relevancia en los casos de uso de calor importado o exportación de calor neto.

7.3.1. CL no CL

La división en subinstalaciones de referencia de calor, referencia de combustible y emisiones de proceso deben ser subdivididas a su vez en dos subinstalaciones separadas dependiendo de si el sector está en riesgo de fuga de carbono.

Debe aclararse si es la subinstalación donante (exportadora) o el aceptante (importadora) la que debe ser evaluada si está expuesta a riesgo de carbono. Por ejemplo, si calor medible es utilizado para la producción de un producto que no está en riesgo de fuga de carbono el flujo de calor debe ser catalogado como no-CL referencia de calor

Las subinstalaciones expuestas a fuga de carbono (CL) reciben el 100% de la asignación gratuita. El factor de fuga de carbono aplicado a las subinstalaciones no expuestas a fuga de carbono (CL) se reducirá de manera lineal del 30 % en 2026 al 0 % en 2030, salvo en el caso de la calefacción urbana en el que la proporción de derechos recibidos de forma gratuita se mantiene en un 30% también después de 2026. Estas proporciones se expresan en el denominado Factor de Exposición de Fuga de Carbono (CLEF), que se establece en 1 para los sectores en fuga de carbono y 0.300 al inicio de la Fase 4 para sectores que no están considerados en fuga de carbono. La siguiente tabla muestra el desarrollo de estos CLEF a lo largo del tiempo para las diferentes categorías distinguidas.

Año	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
CLEF para subsectores CL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CLEF para subsectores no CL	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,225	0,150	0,075	0
CLEF para District heating subinstalaciones	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300

7.3.2. Regla del 95% (minimis)

Si hay más de un estado CL por subinstalación incluidas en una instalación, el Reglamento FAR prevé un posible método para simplificar la recopilación de datos, si un nivel de actividad de una de las subinstalaciones puede considerarse "dominante". Cuando al menos el 95% del HAL de la subinstalación de referencia de calor, de combustible, o de proceso se utilice en sectores o subsectores que se consideran expuestos a riesgo de fuga de carbono, se puede considerar como una única subinstalación de referencia de calor, combustible o de proceso, que en conjunto se considera expuesta a un riesgo significativo de fuga de carbono. Si por el contrario el 95% del HAL es no CL, en conjunto no se considerará expuesta a un riesgo significativo de fuga de carbono.

Cuando al menos al menos el 95 % del nivel de actividad de las subinstalaciones de calefacción urbana o las subinstalaciones con referencia de calor sea atribuible a una de esas subinstalaciones, el titular podrá atribuir el nivel total de actividad de estas subinstalaciones a la que posea el máximo nivel de actividad.

7.3.3. Completitud

El Artículo 10 (5) del Reglamento FAR establece el siguiente requisito para garantizar la integridad de los datos:

- Al elaborar el PMS y durante todo el proceso de seguimiento y notificación el titular debe realizar comprobaciones periódicas sobre la integridad de datos, tal como se establece en el artículo 10, apartado 5, del Reglamento FAR. Estas comprobaciones incluyen integridad de los flujos fuente y las fuentes de emisión, flujos de calor medibles, flujos de gases residuales, productos físicos y sus códigos PRODCOM, etc.

7.3.4. Doble contabilidad

El Artículo 10 (5) del Reglamento FAR establece las siguientes reglas específicas para evitar la doble contabilización:

- Los productos de un proceso de producción devueltos al mismo proceso de producción se deducen de los niveles anuales de actividad (punto (j) del Artículo 10 (5) del Reglamento FAR). Donde el nivel de actividad según el Anexo I del reglamento FAR se refiere a la cantidad de producto comercializable, esta regla no es pertinente.
- Cuando se produce calor medible por recuperación de otra subinstalación, en particular de las corrientes de gases de salida provenientes de una subinstalación con referencia de combustible, pero también de los demás tipos de calor residual), dicho calor puede ser admisible en una subinstalación con referencia de calor. Para evitar la doble contabilización, la cantidad pertinente de calor medible neto dividida por una eficiencia de referencia del 90 % se deduce de la subinstalación en la que el calor es recuperado (punto k) del artículo 10 (5)). Cuando la deducción deba expresarse en toneladas CO₂, se debe utilizar un factor de conversión adecuado (referencia de calor o combustible, según corresponda).

7.4. CÁLCULOS NECESARIOS PARA REALIZAR LA DIVISION EN SUBINSTALACIONES.

Este apartado aborda las situaciones especiales donde es necesario realizar cálculos con reglas específicas para la determinación de las emisiones atribuidas.

En primer lugar, se abordan las situaciones de flujos de energía subdivididos entre más de una subinstalación y los criterios a aplicar a los instrumentos de medición.

En segundo lugar, se abordan los cálculos de subinstalaciones con referencia de calor, con referencia de combustible y con emisiones de proceso.

7.4.1. Uso de contadores

Conceptualmente, pasar de un control de los flujos fuente a nivel de instalación a un control de las entradas a nivel de subinstalaciones, cuando exista más de una, puede suponer que el PMS requiera medir flujos de materiales o combustibles en los puntos de ramificación a dichas subinstalaciones cuando el PS Fase III no lo requería.

Además, el criterio anterior debe hacerse compatible con la exigencia de que las fuentes de datos representen la máxima exactitud posible. Esto significa que cuando los instrumentos de medición de distinta calidad metrológica o existan fuentes de datos no basadas en instrumentos de medición, que contribuyan a los resultados de medición, deberá formalizarse dicha determinación adecuadamente.

Los ejemplos siguientes ilustran los problemas de selección de las fuentes de datos más exactas posible pero no la problemática específica de división en subinstalaciones que se tratan en 7.2.

Las situaciones en que nos podemos encontrar necesidades adicionales de monitorización a introducir en el PSM desde el punto de vista de las entradas o salidas²⁴ son aquellos casos relacionados con flujos de combustible que se subdividen para atender las necesidades de dos subinstalaciones.

Ejemplo 1. Coque de petróleo que se emplea en una línea de gris y otra de blanco.

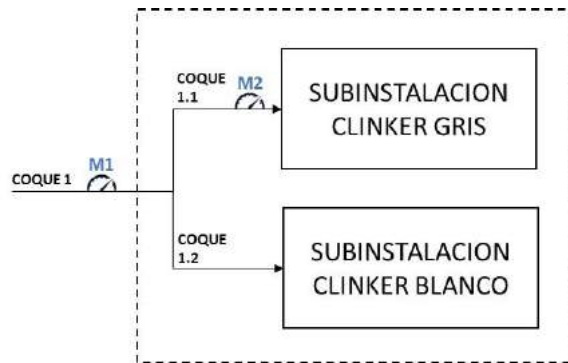
Ejemplo 2. Gasoil empleado en arranques de horno, en una caldera de calefacción y en los transportes internos de la fábrica (camiones palas y barredoras)

Ejemplo 3: Gas natural empleado en el horno y en una retractiladora de la línea de expedición.

²⁴ La necesidad de monitorizar salidas que se subdividen no es frecuente en el sector cementero, pero deben ser estudiadas caso por caso. Nos referimos a hipotéticos casos de flujos de calor o material que se reintroducen en el proceso y que parte se exportan a otras subinstalaciones o fuera de los límites del establecimiento.

Ejemplo 1

La situación se ilustra en la siguiente figura



La figura y la siguiente tabla resumen la situación. Los instrumentos en azul se considera que proporcionan los datos más exactos posible.

	Flujo medido	Instrumento de medición	Precisión	Dato PMS
Instrumento de medición MRR	Entrada total de coque a la fábrica. Entradas+balance de stocks	M1. Báscula puente calibrada	Disponible en los informes de calibración	M1. Báscula puente calibrada
Instrumento de medición FAR	Entrada de coque a línea de gris	M2 Báscula gravimétrica del quemador principal + Báscula gravimétrica del precalcinador	Disponible	M2. Báscula gravimétrica r del quemador principal+ Báscula gravimétrica del precalcinador
	Entrada de coque a línea de blanco	Sin instrumento de medición con incertidumbre conocida. Se estima por diferencia.	No disponible	Diferencia ²⁵

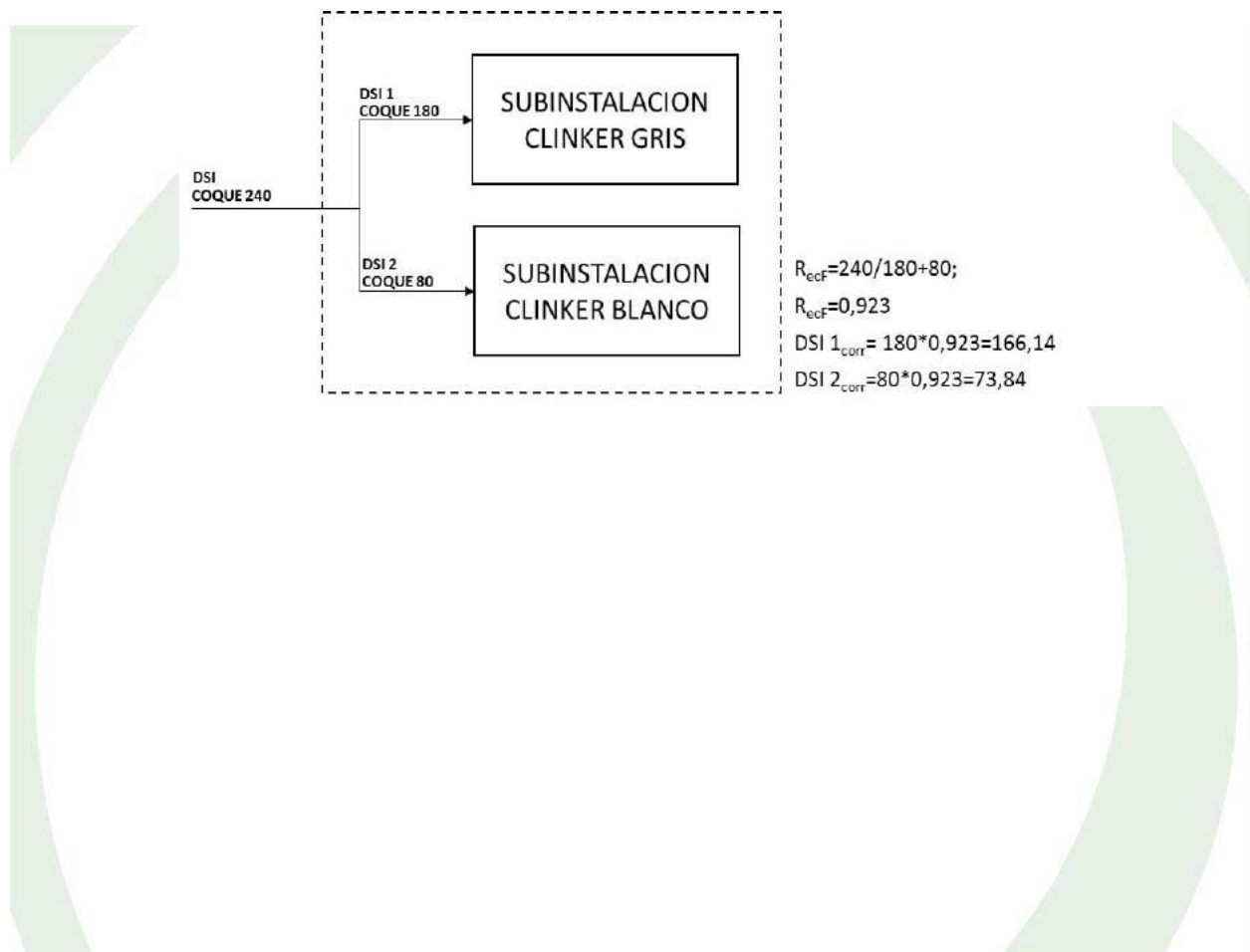
Esta situación no supone problemas adicionales para determinar los datos más exactos posibles que se encuentran en la columna PMS y que deben formar parte del mismo. Recordemos que los datos del IDR 2014-2018 serán los que hayan sido determinados históricamente basados en la báscula entrada de la fábrica y con el criterio (o instrumento) de reparto que estuviera vigente en dicho periodo y que el PSM recoge los requisitos de monitorización que a partir de 2019 cabe establecer y que estarán en línea con los propuestos en la tabla anterior. Estos datos servirán para construir el segundo IDR del periodo 2021-2025. Este criterio es igualmente aplicable a los ejemplos 2 y 3.

Una situación distinta se plantearía si los flujos de entrada en las líneas de gris y blanco no cuentan con posibilidad de medición con un instrumento que tenga una incertidumbre conocida, es decir, que no existiera M2 y el reparto se realizara utilizando un criterio de producción. Esta sería la situación en la

²⁵ En todo caso la incertidumbre de la magnitud de entrada a la línea de gris tiene una incertidumbre limitada y que es posible mediante un cálculo de propagación de incertidumbres.

que sería de aplicación²⁶ el hecho de que *las entrada, salidas y emisiones correspondientes se atribuirán sobre la base de la masa o el volumen de cada producto producido o de estimaciones basadas en el coeficiente de entalpías libres de reacción de las reacciones químicas implicadas o sobre la base de otra clave de distribución adecuada que esté confirmada por una metodología científica sólida*. Y además es de aplicación la situación de estimación indirecta²⁷ en los que se permiten cálculos basados en el *diseño de la instalación* o datos documentados en *protocolos de producción*.

Puede darse la circunstancia de que la situación reflejada en la tabla 1 en la que tanto la línea de blanco como la línea de gris tengan instrumentos de medición independientes, pueda llevar a que la suma de datos de las subinstalaciones sea diferente a los datos determinados por separados para la instalación se aplicará un **factor de reconciliación**²⁸ tal y como se ilustra en la siguiente figura:



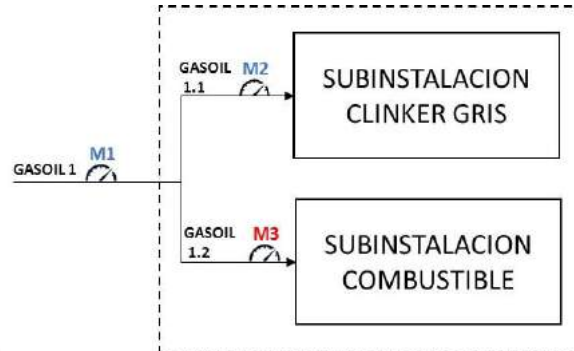
²⁶ Punto 1 a) del apartado 3.2 del Anexo VII del Reglamento 2019/331.

²⁷ Según apartado 3.4 del Anexo VII del Reglamento 2019/331.

²⁸ El Anexo VII del Reglamento 2019/331 en su apartado 3.2, punto 2.a, establece un factor de reconciliación que se desarrollará para las situaciones que pueden encontrarse en el sector cementero durante el apartado 7.4.1.

Ejemplo 2. Gasoil.

De acuerdo a la siguiente figura:



En la situación descrita el gasoil se utiliza en la subinstalación de clinker gris para arranques de horno, en una subinstalación de combustible que consiste en una caldera de calefacción.

Además, la caldera no estaba sometida a seguimiento diferenciado (ni a asignación) en el PS Fase III, pero sí opta a asignación en la Fase IV. El IDR 2014-2018 deberá por tanto incorporar los datos desagregados para el flujo 1.2 reconstruyendo, con los datos históricos disponibles, este flujo de la manera más exacta posible.

Suponemos que las fuentes de datos M1 y M2 son funcionales y puede determinarse la precisión de su medida. El set de datos más exacto posible, procede de M1, puesto son albaranes comerciales basados en una fuente de datos sometida a control metrológico complementada con una medición de stocks al depósito de cabecera de la instalación. También lo es M2 que está sometidos a informes periódicos de verificación interna y dichos registros están disponibles.

El flujo 1.2 puede obtenerse por diferencia para todo el periodo 2014-2018 y podrá comprobarse que el error correspondiente al mismo es menor que el límite que le correspondería a una subinstalación de combustión como a la que opta.

La situación se resume en la siguiente tabla:

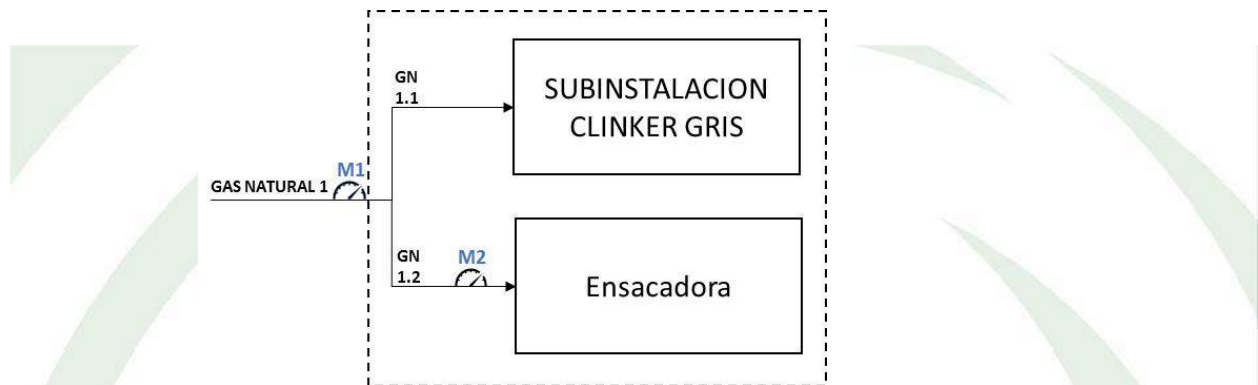
	Flujo medido	Instrumento de medición	Precisión	Dato PMS
Instrumento de medición MRR	Gasoil total de entrada. Descargas de camiones del suministrador. Albaranes + medición de stocks	M1. Albaranes con cantidades medidas en instrumentos que no están bajo el control del operador	Disponible a petición	M2+M3
Instrumento de medición FAR	Gasoil a horno	M2. Contador volumétrico	Calculada en los informes de verificación interna	M2. Contador volumétrico
	Gasoil a caldera de calefacción	Sin instrumento de medición	No disponible. Puede obtenerse mediante diferencia de las magnitudes correspondientes	M3. Contador volumétrico

Para el diseño del PSM (y construcción del futuro IDR del periodo 2021-2025), se ha considerado una solución distinta teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Puede mejorarse la precisión de la medida del flujo 1.2 instalando un nuevo contador volumétrico calibrado M3. Esto elimina la necesidad de medición de stocks en el depósito cabecera de gasoil, evitando al mismo tiempo fuentes de datos no controladas por el operador.
- Se asegura aún más la calidad del dato de los instrumentos M2 y M3 sometiéndolos a calibraciones externas.

Ejemplo 3. Gas natural.

El gas se utiliza para el horno y para la retractiladora de la línea de expedición.



La retractiladora de la línea de ensacado podría no figurar en el PS Fase III puesto que se le hubiera aplicado un análisis de costes irrazonables y se habría seguido las Recomendaciones²⁹ de la OECC.

En este ejemplo se decide permanecer en esta situación para la Fase IV, por lo que la ensacadora no constituye una subinstalación de combustión y no cabe hacer atribución de emisiones entre subinstalaciones puesto que existe solamente una. El flujo medido por M1 se consideraban en su totalidad una entrada de la subinstalación de clinker gris.

La siguiente tabla resume la situación:

		Flujo medido	Instrumento de medición	Incertidumbre	Dato PMS
Instrumento medición MRR	de	Gas natural total entrante	M1. Contador general a la entrada de fábrica	Disponible	M1. Contador general a la entrada de fábrica
Instrumento medición FAR	de	Gas a horno de clinker	M1. Contador general a la entrada de fábrica	Disponible	M1. Contador general a la entrada de fábrica

Los ejemplos 1 a 3 tiene en cuenta la jerarquía establecida en el Reglamento FAR para el uso de fuentes de datos. El siguiente cuadro resume la jerarquía que ha de respetarse

²⁹ Ver PASO 3 del apartado 7.2

7.4.2. Criterios sobre la selección de los datos más exactos posible.

El Reglamento FAR establece que los métodos de seguimiento a incluir en el PSM a nivel de instalación incluirán una descripción de los métodos utilizados para cuantificar el balance de la importación, producción, consumo y exportación de calor a nivel de instalación y el método utilizado para evitar las carencias de datos y la doble contabilización.

Por su parte, en referencia a los métodos de seguimiento a nivel de subinstalación se exige que *las descripciones de los métodos utilizados para cuantificar los parámetros que sean objeto de seguimiento y se notifiquen deberán comprender, en su caso, fases de cálculo, fuentes de datos, fórmulas de cálculo, factores de cálculo pertinentes que incluyan una unidad de medida, controles horizontales y verticales para confirmar los datos, procedimientos que respalden los planes de muestreo, el equipo de medición utilizado con referencia al diagrama correspondiente y una descripción de su instalación y mantenimiento, así como una lista de los laboratorios encargados de la ejecución de los procedimientos analíticos pertinentes.*

El artículo 7 establece que los titulares deberán determinar datos completos y coherentes y velar por que se eviten los solapamientos entre subinstalaciones y la doble contabilización. Deberán aplicar los métodos de determinación establecidos en el anexo VII, actuar con la debida diligencia y utilizar fuentes de datos que representen la máxima exactitud posible con arreglo a la sección 4 del anexo VII. Esto significa que el titular deberá utilizar fuentes de datos primarios, entendiéndose éstos, como aquellos que proporcionan un riesgo inherente y un riesgo para el control mínimos.

Estos datos primarios son datos sujetos a sistemas de control y verificación que permiten una alta fiabilidad del dato. Estos sistemas pueden incluso incluir datos, denominadas fuentes de datos confirmatorios, que confirmen a estas fuentes de datos primarios.

Los datos primarios deberán seleccionarse entre las fuentes de datos mejor clasificadas y que se consideren por tanto las fuentes de datos más exactas.

Según la naturaleza de los datos las fuentes de datos más exactas posible son las siguientes:

Para cuantificación de datos de los materiales y combustibles

- a) Métodos de conformidad con el plan de seguimiento aprobado en virtud del Reglamento 601/2012.
- b) Lecturas de instrumentos de medida supeditados a un control metrológico legal nacional o instrumentos de medida conformes con los requisitos de la Directiva 2014/31/UE sobre la armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de comercialización de instrumentos de pesaje de funcionamiento no automático o de la Directiva 2014/32/UE sobre la armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de comercialización de instrumentos de medida

Para la cuantificación de los flujos de energía

- a) Lecturas de instrumentos de medida supeditados a un control metrológico legal nacional o instrumentos de medida conformes con los requisitos de la Directiva 2014/31/UE sobre la armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de comercialización de instrumentos de pesaje de funcionamiento no automático o de la Directiva 2014/32/UE sobre la armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de comercialización de instrumentos de medida

Para las propiedades de los materiales

a) Métodos para determinar factores de cálculo de conformidad con el plan de seguimiento aprobado en virtud del Reglamento (UE) 601/2012.

b) Análisis de laboratorio de conformidad con la sección 6.1 del anexo VII, es decir, los análisis se realizarán con arreglo a los artículos 32 a 35 del Reglamento 601/2012. Los artículos citados se refieren

- Al uso de normas EN, ISO o nacionales aplicables³⁰.
- Al uso de un plan de muestreo que asegure que las muestras son representativas de la partida correspondiente y están libres de sesgos.
- A que los laboratorios³¹ estén acreditados con arreglo a la Norma EN ISO/IEC 17025 para los métodos analíticos correspondientes.

Históricamente, todos los datos utilizados para el cálculo siguen los criterios establecidos en los planes de seguimiento elaborados de acuerdo al Reglamento 601/2012 por lo que en relación con la **cuantificación de datos de los materiales y combustibles** los datos del PS fase III se consideran los datos más exactos posibles.

En los cuadros del apartado 4.4, se indica cual es la fuente de datos más exacta posible en relación con las **propiedades de los materiales** a efectos de identificación. Por su parte, el PS fase III establece cómo se determinan los factores de cálculo tales como VCN, contenido de carbono o de biomasa, etc, por lo que también cumplen los requisitos de fuente de dato más exacto posible.

La determinación de datos de actividad en base a instrumentos calibrados, y la utilización de laboratorio acreditados para las características de combustibles y materiales son la norma general que se viene utilizando en el sector cementero español desde los inicios del RCDE.

Puede ocurrir, sin embargo, que las fuentes de datos más exactas posibles no sean posibles de utilizar debido a que no es técnicamente factible, o produzca unos costes exorbitantes. En estos casos, podrán utilizarse fuentes distintas si se realiza una evaluación simplificada de la incertidumbre que determine sus principales contribuciones y determina sus niveles asociados con el objetivo de demostrar, a satisfacción de la autoridad competente, que el nivel asociado de exactitud de la fuente de datos que se propone es equivalente al nivel de exactitud de las fuentes de datos más exactas que se citan anteriormente.

Este tipo de situaciones deberán evaluarse caso por caso. La evaluación simplificada de incertidumbre podrá incluir, típicamente, las contribuciones de distintos aparatos de medida. Las contribuciones que se refieren a los análisis de laboratorio están sujetas al sistema de niveles y garantizadas en todo caso por la categoría del laboratorio implicado, en nuestro caso laboratorios acreditados ISO 17025.

³⁰ En ausencia de normas se permite el uso de proyectos de norma o de directrices sobre las mejores prácticas del sector

³¹ Pueden utilizarse laboratorios no acreditados ISO 17025 si se demuestra que el laboratorio no acreditado cumple unos requisitos equivalentes a los de la citada norma. Esto se define en el punto 3 del artículo 34 del Reglamento MRR

7.4.3. Determinación de los límites de subinstalación con referencia de calor (Q)

De acuerdo con el Reglamento FAR se define como “**Subinstalación con referencia de calor**” las **entradas, salidas y emisiones correspondientes, fuera del ámbito de una subinstalación con referencia de producto**, ligadas a la producción distinta de la producida por electricidad, la importación desde una instalación incluida en el RCDE UE, o ambas, **de calor medible** que es:

- a) consumido dentro de los límites de la instalación para la producción de productos, para la producción de energía mecánica distinta de la utilizada para la producción de electricidad, para calefacción o refrigeración a excepción del consumo para la producción de electricidad, o
- b) exportado a una instalación u otra entidad no incluidas en el RCDE UE, distinta de la calefacción urbana (district heating), a excepción de la exportación para la producción de electricidad;

Además, de acuerdo con el artículo 21 de las FAR, se ha de deducir una cantidad de la asignación gratuita preliminar de subinstalaciones con referencia de producto si se importa calor desde entidades no incluidas en el RCDE. Esta cantidad será la del calor medible importado desde instalaciones no incluidas en el RCDE multiplicado por el valor de referencia de calor. Esto solo tiene impacto en la asignación, pero no en las emisiones atribuidas como veremos con posterioridad.

Los flujos de calor medibles tienen todas las siguientes características:

- Son netos, lo que significa que se resta el contenido de calor en el condensado o de transferencia que regresa al proveedor de calor:
 - Los flujos de calor se transportan a través de tuberías o conductos identificables, y,
 - Los flujos de calor se transportan utilizando un medio de transferencia de calor, p. Ej. Vapor, aire caliente, agua, aceite, metales líquidos o sales, y,
 - Los flujos de calor son o podrían medirse con un medidor de calor (donde un medidor de calor es cualquier dispositivo que puede medir la cantidad de energía producida en función de los volúmenes de flujo y las temperaturas).

La monitorización del calor medible neto está descrita en GD 5, puesto que la transferencia de calor medible a través de los límites de la instalación puede tener un impacto significativo en la asignación gratuita de la instalación. Desde el punto de vista del seguimiento, notificación y verificación que el operador debe garantizar que el PMS contiene todas las disposiciones necesarias para lo siguiente:

- **Cuando una instalación importa calor medible**, el operador tendrá que determinar por separado la cantidad de calor importado de las instalaciones cubiertas por el RCDE UE, y el calor importado de entidades no pertenecientes al RCDE UE, tales como las redes de calefacción de distrito.
- **Cuando una instalación consume calor medible exportado de una subinstalación de referencia de productos de ácido nítrico**, el operador debe determinar la cantidad de calor consumida separadamente de otro calor medible.
- **Cuando una instalación exporte calor medible**, el operador deberá determinar por separado la cantidad de calor exportado a instalaciones cubiertas por el RCDE UE, y el calor exportado a entidades que no RCDE UE (en este último caso es necesario realizar una distinción para el uso de calor CL y no CL). Además, el operador deberá determinar por separado las cantidades de calor que califican como calefacción urbana. Para calefacción urbana no es necesario distinguir el estado CL, ya que todo el calor usado para este propósito no está expuesto a CL.

Sobre el **balance de calor**, la GD5 explicita que esa sección es únicamente relevante:

- para **instalaciones que tienen flujos de calor no atribuibles a subinstalaciones de producto**, siendo este el caso de las instalaciones de cemento a no ser que tuviesen exportación o importación de calor fuera de los límites de la subinstalación de clinker,
- instalaciones que tengan importación o exportación de calor.

El HAL anual de una subinstalación de referencia de calor (HAL calor) se expresa en TJ/año y es:

- o El consumo de calor neto medible fuera de los límites de una referencia del producto producido por la propia instalación u otra instalación RCDE UE siempre que el calor no se produzca dentro de los límites de una referencia de productos de ácido nítrico o que se use para producir electricidad,
- o Producción neta de calor medible exportada a consumidores no RCDE UE (que no sean para calefacción de distrito) siempre que el calor no se produzca dentro de los límites de un producto de referencia de ácido nítrico o se use para producir electricidad.

Como ya hemos comentado solo los flujos de calor netos son relevantes, lo que significa que se resta el contenido de calor en el medio de condensado o de transferencia que retorna al proveedor de calor. El consumo de calor propio que forma parte del proceso de producción de calor (por ejemplo, para el desaireador y el precalentamiento del combustible) se tiene en cuenta en el valor del benchmark de calor y, a los efectos de la asignación gratuita, no debe estar cubierto por la referencia de calor de la subinstalación.

El valor de la referencia de calor (benchmark) (en EUAs / TJ) cubre todas las emisiones relacionadas con la producción de calor, pero solo puede cubrir los flujos de calor netos que pueden consumirse, por lo que no se cubren las pérdidas dentro de la instalación.

Para determinar la asignación gratuita es importante distinguir el estado CL:

- o Calor exportado de instalación ETS a instalación ETS que puede ser CL o no CL: se aplica el estado CL de la instalación donde se usa el calor (consumidor). Esto es debido a que de acuerdo con el Reglamento FAR la asignación se da a los consumidores de calor a menos que la instalación que importa el calor no esté en ETS.

Se definirá la subinstalación de referencia de calor dependiendo del estado de fuga de carbono de los productos para los cuales se consume el calor.

- o Calor exportado de instalaciones ETS a instalaciones no ETS: el importador de calor es instalación no ETS, por lo que la asignación se le da al productor del calor, a menos que se demuestre el "estado CL" de los productos para los que se utiliza el calor exportado.

Para calcular la cantidad de calor que es elegible para recibir asignación gratuita en el marco de una subinstalación con referencia de calor se debe distinguir:

Para la entrada de calor:

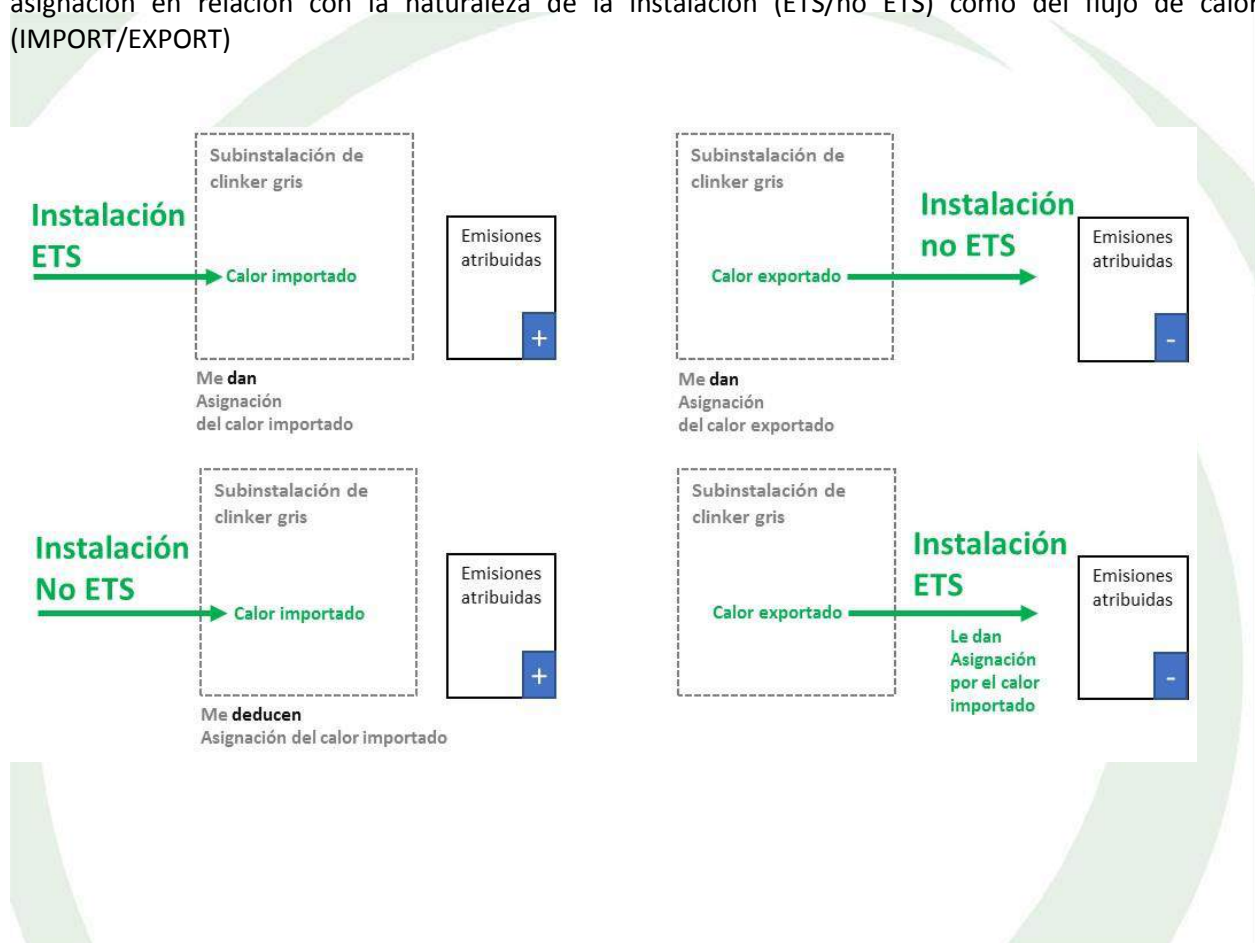
- "calor elegible" para optar a la asignación si se produce por la propia instalación o se importa desde otra instalación incluida en el RCDE,
- "calor no elegible" si se importa de una instalación no incluida en el RCDE o se produce en una subinstalación de ácido nítrico.

Para el uso de calor:

- “calor elegible” si se utiliza en una instalación o se exporta a otra instalación no incluida en el RCDE,
- “calor no elegible” si se consume para producir electricidad o se exporta a otra instalación incluida en el RCDE.

Calor importado/exportado

Desde el punto de vista de la asignación se presenta el siguiente cuadro que ilustran el sentido de la asignación en relación con la naturaleza de la instalación (ETS/no ETS) como del flujo de calor (IMPORT/EXPORT)



7.4.4. Determinación de los límites de subinstalación con referencia de combustible

De acuerdo con el Reglamento FAR se define como “**subinstalación con referencia de combustible**” a las entradas, salidas y emisiones correspondientes, fuera del ámbito de una subinstalación con referencia de producto, ligadas a la producción, mediante combustión de combustible, de calor no medible consumido para la producción de productos, para la producción de energía mecánica distinta de la utilizada para la producción de electricidad, para calefacción o refrigeración a excepción del consumo para la producción de electricidad

Se necesitará definir una o varias subinstalaciones con referencia de combustible³² cuando se deba utilizar el enfoque de referencia de combustible, es decir, en caso de que la instalación utilice combustible fuera del ámbito de una subinstalación con referencia de producto para:

- Calefacción o refrigeración directa, sin un medio de transferencia de calor (es decir, cuando no se puede medir el calor); o
- La producción de productos (distintos del clinker gris o blanco); o
- La producción de energía mecánica, que no se utiliza para la producción de electricidad.

Siempre que:

- El combustible no se consume para la producción de electricidad; y
- El calor del proceso no se recupera (de ser así recibiría asignación a través de otra metodología de asignación, a menos que se use para la producción de electricidad).

Para evitar la doble contabilización en esta situación, el nivel de actividad de la subinstalación de referencia de combustible debe corregirse restando la cantidad de calor medible recuperado, cubierto por una subinstalación con referencia de producto o con referencia de calor o utilizado para la producción de electricidad, dividido por una eficiencia de generación virtual del 90%³³.

Nota: El combustible utilizado directamente para el tratamiento de residuos (sin recuperación de calor medible) no puede considerarse admisible como una subinstalación de referencia de combustible, ya que no se relaciona con ninguna de las actividades de producción enumeradas anteriormente (calefacción / refrigeración directa, producción de productos, producción de energía mecánica).

La necesidad de definir una o varias subinstalaciones con referencia de combustible depende del estado de fuga de carbono de los productos para los cuales se utiliza el combustible: el combustible utilizado en el proceso de producción de un producto que se considera expuesto a un riesgo significativo de fuga de carbono debe incluirse en una subinstalación diferente a la del combustible utilizado en el proceso de producción de un producto que no se considera expuesto a un riesgo significativo de fuga de carbono.

Atribuir entradas y salidas relevantes (si corresponde)

Atribuir todas las entradas (combustible usado) y salidas (emisiones relacionadas con el combustible utilizado) pertinentes para la subinstalación para cada año en el período de 2014 a 2018, o de 2019 a 2023 (según el período de asignación) que la instalación haya estado operando.

³² Dependiendo del estado de fuga de carbono

³³ Dependiendo del estado de fuga de carbono

Determinar el nivel histórico de actividad (HAL)

El HAL de una subinstalación con referencia de combustible es el consumo de combustible, fuera del ámbito de la referencia de producto (expresado en TJ / año), siempre que el combustible se emplee para la producción de productos, para la producción de energía mecánica, para calefacción o refrigeración y no para la producción de electricidad o calor medible. El combustible utilizado para otros fines (por ejemplo, tratamiento de residuos fuera del ámbito de la referencia de producto) no se considera.

Si un combustible no se usa primordialmente en un proceso de combustión que produzca calor no medible, esta cantidad de combustible no debe considerarse para la determinación del consumo histórico de combustibles de la subinstalación/es de combustible.

Calcular la asignación gratuita provisional

Calcular la cantidad de asignación anual preliminar para cada una de las subinstalaciones con referencia de combustible utilizando la siguiente fórmula

$$F_{f,k}: BM_f \times HAL_f \times CLE_{f,k}$$

Donde:

$F_{f,k}$: asignación anual preliminar para la subinstalación en el año k (expresada en EUAs/año)

BM_f : referencia del combustible; expresado en EUAs / TJ;

HAL_f : nivel histórico de actividad, es decir, la media aritmética del consumo anual de combustibles de la subinstalación (expresada en TJ / año);

$CLE_{f,k}$: factor de exposición a fuga de carbono de la subinstalación de combustible en el año k.

7.4.5. Determinación de los límites de subinstalación de emisiones de proceso

De acuerdo con el Reglamento FAR se define como «**subinstalación con emisiones de proceso**»: las emisiones de gases de efecto invernadero enumeradas en el anexo I de la Directiva 2003/87/CE, distintas de las de dióxido de carbono, que se producen fuera de los límites del sistema de una referencia de producto contemplada en el anexo I del presente Reglamento, o las emisiones de dióxido de carbono que se producen fuera de los límites del sistema de una referencia de producto contemplada en el anexo I del presente Reglamento, como resultado directo e inmediato de alguno de los procesos que figuran a continuación y las emisiones derivadas de la combustión de gases residuales para la producción de calor medible, calor no medible o electricidad, a condición de que se deduzcan las emisiones que habría generado la combustión de una cantidad de gas natural equivalente al contenido energético utilizable desde el punto de vista técnico del carbono parcialmente oxidado objeto de la combustión:

- a) la reducción química, electrolítica o pirometalúrgica de compuestos metálicos presentes en minerales, concentrados y materiales secundarios para una finalidad primaria distinta de la generación de calor;
- b) la eliminación de impurezas de metales y compuestos metálicos para una finalidad primaria distinta de la generación de calor;

- c) la descomposición de carbonatos, excluidos los relacionados con la depuración de los gases de combustión, para una finalidad primaria distinta de la generación de calor;
- d) la síntesis química de productos y productos intermedios, cuando el material que contiene carbono participa en la reacción, para una finalidad primaria distinta de la generación de calor;
- e) el uso de aditivos o materias primas que contienen carbono para una finalidad primaria distinta de la generación de calor;
- f) la reducción química o electrolítica de óxidos de metaloides o de no-metales, tales como óxidos de silicio y fosfatos, para una finalidad primaria distinta de la generación de calor;

Se necesitará definir una o varias subinstalaciones con emisiones de proceso³⁴ si la instalación tiene emisiones de proceso fuera del ámbito de una subinstalación con referencia de producto. Las emisiones de proceso relevantes para la industria del cemento son:

Las emisiones de CO₂ como resultado directo de la descarbonatación (descomposición de carbonatos), como en el caso de aluminato cálcico (CAC) y excluidos los relacionados con la depuración de los gases de combustión.

De acuerdo con el artículo 10(k) del Reglamento FAR, cuando se recobre calor medible procedente de procesos cubiertos por una subinstalación con emisiones de proceso, para evitar la doble contabilización, el nivel de actividad de la subinstalación con emisiones de proceso debe corregirse restándole la cantidad pertinente de calor medible cubierto por una subinstalación con referencia de producto o con referencia de calor o utilizado para la producción de electricidad, dividido por una eficiencia de generación virtual del 90% .

La necesidad de definir una subinstalación con emisiones de proceso depende del estado de fuga de carbono de los productos cuyos procesos de producción emiten emisiones de proceso: las emisiones de proceso de un producto que se considera expuesto a un riesgo significativo de fuga de carbono deben incluirse en una subinstalación diferente a la de las emisiones de proceso del proceso de producción de un producto que no se considera expuesto a un riesgo significativo de fuga de carbono.

Atribuir entradas y salidas relevantes

Atribuir todas las entradas (todas las materias que originan las emisiones del proceso, si corresponde) y salidas (por ejemplo, emisiones del proceso, datos relacionados con el uso de los gases residuales, incluidas las emisiones de su combustión) pertinentes para la subinstalación para cada año del período de 2014 a 2018, o de 2019 a 2023 (según el período de asignación) que la instalación haya estado operando.

Determinar el nivel histórico de actividad (HAL)

El HAL (expresado en t CO₂e / año) de una subinstalación con emisiones de proceso se corresponde a las emisiones de CO₂ procedentes de la descomposición de carbonatos del crudo CAC.

En este caso el nivel histórico de actividad histórica se basa en las emisiones de CO₂ del periodo de referencia.

³⁴ Dependiendo del estado de fuga de carbono

Calcular la asignación gratuita provisional

Calcular la cantidad de asignación anual preliminar para cada una de las subinstalaciones para las que es aplicable el enfoque de emisiones históricas utilizando la siguiente fórmula

$$F_{e,k}: PRF \times HAL_e \times CLE_{e,k}$$

Donde:

$F_{e,k}$: asignación anual preliminar para la subinstalación en el año k (expresada en EUAs/año)

PRF: factor de reducción de emisiones de proceso, que se establece en 0,97 (adimensional);

HAL_e : nivel histórico de actividad, es decir, la media aritmética de las "emisiones de proceso" de la subinstalación (expresada en t CO₂e / año);

$CLE_{e,k}$: factor de exposición a fuga de carbono de la subinstalación con emisiones de proceso en el año k.

7.4.6. Seguimiento de electricidad

Existen dos casos en que es necesario realizar un seguimiento de la electricidad desde el punto de vista de la asignación gratuita:

- Si existe producción de electricidad en la instalación en cuyo caso es necesario realizar un balance de la electricidad importada, producida, consumida y exportada.
- Si la intercambiabilidad de combustible y la electricidad es relevante. Las referencias de producto y límites del sistema en los que debe tenerse en cuenta la intercambiabilidad de combustible y electricidad se encuentran en la sección 2 del anexo 1 del Reglamento 2019/331. Ninguna de estas referencias de producto es aplicables al sector cementero español.

7.5. ACTIVIDADES DE FLUJO DE DATOS Y SISTEMA DE CONTROL

El Reglamento FAR establece unas condiciones que aseguran la fiabilidad, garantía y control de los datos basándose en un análisis de riesgos de tal manera que el flujo de datos, desde los datos primarios hasta los datos definitivos del informe estén libres de errores.

La idea básica es garantizar que los datos se produzcan, recopilen, procesen y almacenen de forma controlada. Por lo tanto, el titular debe definir instrucciones sobre "quién toma los datos, de dónde y qué hacer con ellos". Estas "actividades de flujo de datos" forman parte del PMS (o se establecen en procedimientos escritos, cuando corresponda). Un diagrama de flujo de datos suele ser una herramienta útil para analizar y / o configurar procedimientos de flujo de datos. Las actividades de flujo de datos comprenden lecturas de instrumentos, envío de muestras al laboratorio y la recepción de resultados, agregación de datos, cálculo de las emisiones de diversos parámetros y el almacenamiento de toda la información relevante para su uso posterior. Al haber tantos factores involucrados (personas, diferentes sistemas de tecnología de la información, etc.) es previsible que se pueda producir algún error durante el desarrollo de estas actividades".

Los requisitos del Reglamento FAR son similares a los del reglamento MRR. Se recomienda a los titulares que utilicen los mismos procedimientos y medidas de control desarrollados para el PS en la fase III y los amplíen a todos los conjuntos de datos pertinentes para el PMS. Esto reducirá las posibilidades de errores y mantendrá el sistema de control relativamente sencillo, minimizando la necesidad de

formación adicional y, en última instancia, simplificando la verificación de los datos FAR gracias a las sinergias entre PS y PMS.

Las actividades de control son las ya conocidas: revisiones internas y validaciones de datos, separación de funciones, verificación de sistemas de información y cálculo y almacenamiento de datos. Todas estas actividades están integradas en los distintos sistemas de gestión de las fábricas en forma de procedimientos y sus registros son accesibles.

Debe comprobarse que las actividades de control se hacen extensivas a nivel de subinstalación, incluidas aquellas que hacen referencia a la garantía de calidad de instrumentos de medición existentes en dichos subniveles.

A efectos de mejora, el titular deberá comprobar anualmente si existen nuevas fuentes de datos que superen en exactitud las previas. Esta situación podrá ocurrir en el caso de cambios en los procesos de la fábrica, circunstancia en la que el PSM debería, además, ser adaptado a las nuevas condiciones.

Lagunas de datos/información

Las lagunas de información pueden ocurrir cuando no sea factible temporalmente aplicar el PSM aprobado en la fábrica.

En este caso, el PSM podrá incorporar -o no- fuentes alternativas de datos. En el caso de que el PSM las incluya, se seguirán éstas.

El caso más probable es que el PSM no incluya específicamente fuentes alternativas de datos para situaciones que no sean razonablemente previsibles³⁵ por lo que en ese caso se utilizarían datos estimativos prudentes basados en las mejores prácticas de la industria.

En estos casos se deberá justificar la causa de las lagunas de información. Los datos del IDR que tengan un origen de estas características se acompañarán de un anexo justificativo y si la situación supone una desviación de lo recogido en el PSM se deberá elaborar un procedimiento que prevenga de estas situaciones en el futuro así como de, si es necesario, adaptar al PSM a esta situación.

Estas lagunas de información no son frecuentes en el sector cementero puesto que las operaciones de fabricación están planificadas y las paradas programadas o no programadas llevan a una situación de ausencia de emisiones.

El riesgo de que puedan presentarse lagunas de datos puede evaluarse, por ejemplo, mediante la posibilidad C indicada en 14.2.3.

³⁵ El análisis de riesgos podrá indicar cuando estos riesgos son altos y pueden incluirse fuentes alternativas de datos para determinadas situaciones.

Actividad de flujo de datos.

Deberá determinarse las fuentes de riesgos de errores en el flujo de datos, desde los datos primarios a los datos definitivos del informe sobre los datos de referencia, y deberá establecer, documentar, aplicar y mantener un sistema eficaz de control para garantizar que los informes derivados de las actividades de flujo de datos no contengan declaraciones erróneas, sean conformes con el plan metodológico de seguimiento y se ajusten al presente Reglamento. Para ello podrán utilizarse las propuestas de análisis de riesgos del apartado 14.2.3 de esta Guía.

En relación con los requisitos del sistema de control, el PSM debe incluir una referencia clara para dos aspectos diferenciados:

- a) Actividades de flujo de datos. Es decir, una referencia explícita a aquellos procedimientos de los distintos sistemas de gestión que dan respuesta a los distintos requisitos de cálculo. Estos elementos son análogos a los requeridos en el PS por lo que puede consultarse el apartado 14 de esta guía,
- b) Actividades de control, consistente en:
 - El aseguramiento de la calidad de los equipos de medida pertinentes esto incluirá la calibración o verificación interna de los instrumentos de medición.
 - El aseguramiento de la calidad de los sistemas informáticos para garantizar que los sistemas pertinentes se diseñan, documentan, prueban, aplican, controlan y mantienen de tal modo que se garantice el tratamiento fiable, exacto y oportuno de los datos en función de los riesgos detectados con arreglo al apartado 1
 - La separación de funciones en las actividades de flujo de datos y de control, así como en la gestión de las competencias necesarias
 - La realización de revisiones internas y la validación de los datos. Esto incluirá la comprobación con datos del periodo de referencia anterior u obtenidos de fuentes o por métodos distintos y una comprobación de la integridad de los datos.
 - La realización de correcciones y la adopción de medidas correctoras
 - El control de los procesos externalizados.
 - El mantenimiento de registros y de documentos, incluida la gestión de las versiones de los documentos

Para una reseña completa de las actividades de flujo de datos y como éstas se integran en la operativa habitual de la fábrica véanse los puntos 14.1 y 14.2 de esta guía

7.6. CONCEPTO DE EMISIONES ATRIBUIDAS

Dada la necesidad de dividir la instalación³⁶ en subinstalaciones siguiendo la regla de los 4 pasos, el proceso de asignación de las emisiones tendrá en cuenta esta subdivisión de manera que las emisiones se atribuyan a cada una de las subinstalaciones identificadas. La suma de las emisiones atribuidas a cada una de las subinstalaciones será por tanto igual al total de las emisiones a nivel de instalación. Esta comprobación es necesario hacerla para comprobar su completitud y ausencia de solapamientos.

Puede darse la circunstancia de que, a pesar de ser correcto el análisis de completitud, algunas entradas, salidas o emisiones pueden quedar sin atribuir a ninguna subinstalación. Esto puede pasar en nuestro caso³⁷ cuando

- Existan combustibles o calor destinados a la producción de electricidad
- Existan emisiones relacionadas con calor exportado a otras instalaciones sujetas al ETS (la atribución se realizará a nivel de la instalación importadora)

Puede darse la circunstancia de que las emisiones atribuidas a subinstalaciones difieran de las tradicionalmente contabilizadas en el PS (Em_{direct}) debido a:

- **Calor exportado/importado**
- **Gases residuales exportados/importados**
- **Intercambio o producción de electricidad**

La fórmula que determina las emisiones atribuidas es la siguiente:

$$Em_{at} = Em_{direct}^* + Em_{calorimp} - Em_{calorexp} + GasRes_{imp,corr} - GasRes_{exp,corr} + Em_{electri,inter} - Em_{electri,prod} \quad (1)$$

Las situaciones en que existan **Gases residuales exportados/importados** o **Intercambio o producción de electricidad** no se dan en el sector cementero por lo que dichos términos en la ecuación (1) no existen.

Si las situaciones de $Em_{calorimp} - Em_{calorexp}$ no existen (ver ejemplos en el apartado 7.7), la ecuación puede escribirse como sigue:

$$Em_{at} = Em_{direct}^*$$

Donde las emisiones atribuidas a una subinstalación Em_{at} son iguales a las emisiones asignables directas Em_{direct}^* que son las contabilizadas de acuerdo al plan de seguimiento, PS. En este caso el PSM referenciará al PS de manera directa, es decir serán prácticamente iguales. La palabra *prácticamente* se refiere a la posible existencia de flujos fuente internos. Estos flujos fuente internos son aquellos que se producen en el interior de una subinstalación y se usan en otra. Con alta probabilidad estos flujos fuente internos no se monitorizan en el PS, pero sí deben monitorizarse según el PMS.

La aparición de flujos fuente internos no puede predecirse con carácter general, sino que es un resultado del análisis, caso por caso, dependiente de las fronteras de cada una de las subinstalaciones identificadas.

³⁶ La razón última de esta subdivisión y de la atribución de emisiones a cada una de las subinstalaciones es la actualización de las referencias de manera que éstas sean comparables.

³⁷ Existen otros dos casos relacionados con los procesos de producción de ácido nítrico y quema de gases residuales en antorchas que no son aplicables al sector cementero.

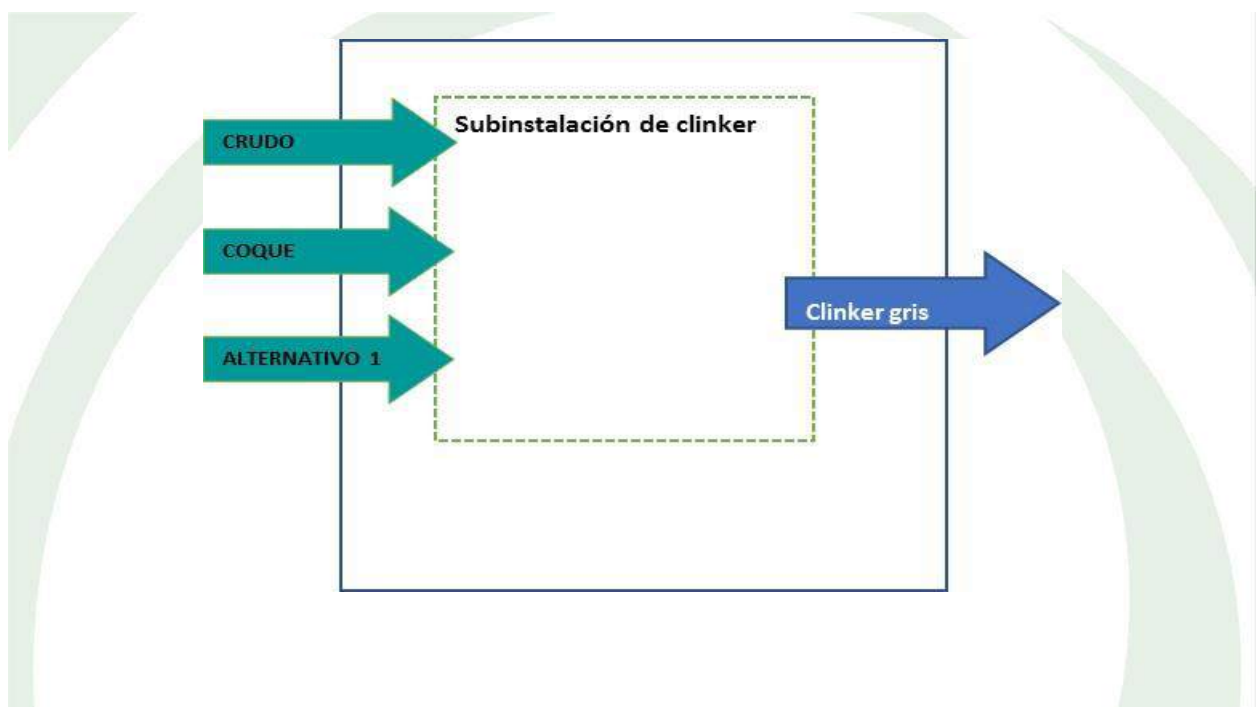
Para una reseña completa del cálculo de las emisiones atribuidas véase los CASOS analizados en el apartado 7.

7.7. EJEMPLOS DE SUBINSTALACIONES Y MONITORIZACIÓN

A continuación, se ilustran diferentes casos que ilustran diferentes casos de división en subinstalaciones

7.7.1. CASO 1

Este caso es el de una fábrica que utiliza dos combustibles, coque de petróleo y un combustible alternativo, que denominaremos alternativo 1, y que fabrica clinker portland gris³⁸.



ENTRADAS Y SALIDAS DE LA INSTALACIÓN.

ENTRADAS INSTALACIÓN	UNIDADES FÍSICAS	SALIDAS	EMISIONES
Crudo	SISTEMA DEL HORNO ³⁹ (molino de crudo- precalentador/precalcinador/horno enfriador)	Clinker gris	Emisiones de proceso
Coque de petróleo			Emisiones de combustión
Alternativo 1			

³⁸ Este clinker gris puede tener cualquier contenido de C3A de los indicados en la norma UNE-EN 197-1

³⁹ Los sistemas auxiliares que están directamente ligados al funcionamiento del horno también deben considerarse incluidos en esta subinstalación.

IDENTIFICACIÓN DE SUBINSTALACIONES.

Identificación de subinstalación con referencia de producto.

Siguiendo la secuencia de pasos indicada en 7.5 identificamos en primer lugar que la fábrica produce clinker gris (PRODCOM 23.51.11.00). Esto corresponde a una subinstalación Cemento sin pulverizar (clinker) gris de las indicadas en el Anexo 1, parámetros de referencia, del Reglamento FAR.

La identificación de la subinstalación puede realizarse en base a los siguientes conjuntos de datos:

- Análisis del clinker realizadas por laboratorio acreditado.

Identificación de subinstalación con referencia de combustible.

No existen subinstalaciones con referencia combustible puesto que tanto las emisiones procedentes del coque de petróleo como del combustible alternativo 1 pueden catalogarse dentro de la subinstalación con referencia de producto clinker.

Identificación de subinstalación con referencia de calor.

No existen subinstalaciones con referencia de calor puesto que tanto el calor utilizado por el molino de crudo, como el molino de carbón que utilizan gases del horno, puede catalogarse como parte de la subinstalación con referencia de producto clinker.

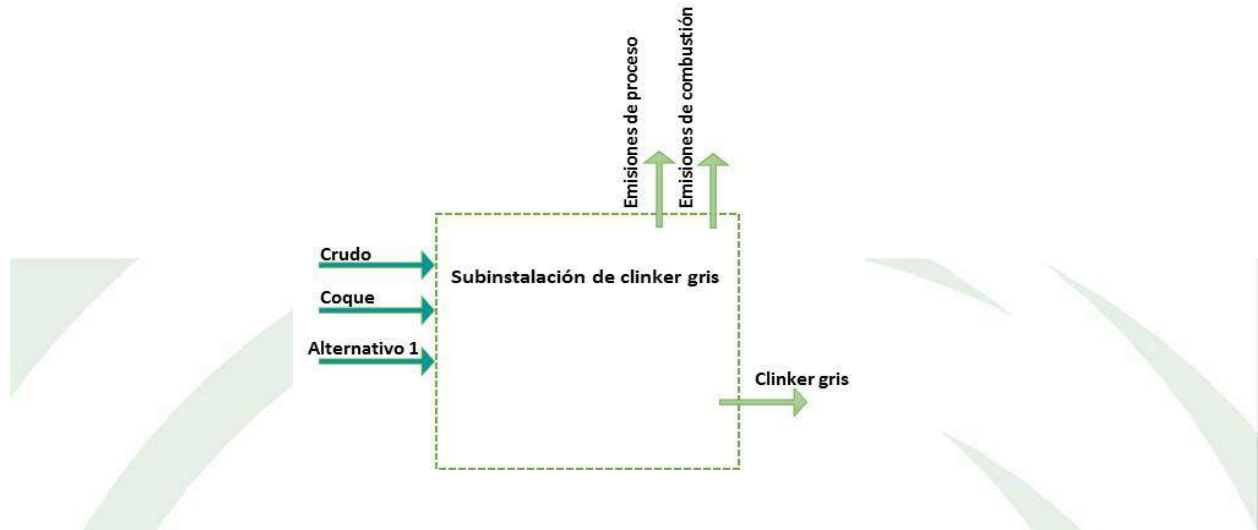
Identificación de subinstalación con emisiones de proceso.

No existen subinstalaciones con emisiones de proceso puesto que todas las emisiones de proceso consideradas⁴⁰ forman parte de la subinstalación con referencia de producto.

⁴⁰ Ver apartado 11.1.1 de esta Guía.

ASIGNACION DE ENTRADAS Y SALIDAS DE LA SUB-INSTALACIÓN.

La identificación de entradas y salidas a la subinstalación con referencia clinker es completamente equivalente a la correspondiente a la instalación y se presenta en la siguiente figura:



El desglose se presenta en la siguiente tabla:

Subinstalación de clinker gris	
UNIDADES FISICAS	SISTEMA DEL HORNO (molino de crudo-precaldentador/precaldentador/horno enfriador)
ENTRADAS	<ul style="list-style-type: none"> • Crudo • Coque • Combustible alternativo 1
SALIDAS	<ul style="list-style-type: none"> • Clinker gris
EMISIONES	<ul style="list-style-type: none"> • De proceso • De combustión <ul style="list-style-type: none"> ○ De la combustión del coque ○ De la combustión del combustible alternativo 1

NECESIDADES DE MONITORIZACIÓN

Esta fábrica realiza el seguimiento de las emisiones de proceso en el PS fase III mediante el método B, clinker. Este método es el que va a seguir utilizando en la fase IV.

Subinstalación de clinker gris	
<ul style="list-style-type: none"> • Coque • Combustible alternativo 1 	La monitorización de los combustibles será la misma que en el PS fase III (entradas medidas mediante básculas de entrada y contabilización de stocks)
<ul style="list-style-type: none"> • Clinker gris 	El dato de actividad referente al clinker es un resultado directo del Método B y es un dato verificado y verificable.
<ul style="list-style-type: none"> • Emisiones de proceso 	La monitorización de las emisiones de proceso será la misma que en el PS fase III, es decir, Método B
<ul style="list-style-type: none"> • Emisiones de combustión <ul style="list-style-type: none"> ○ De la combustión del coque ○ De la combustión del combustible alternativo 1 	La monitorización de los combustibles será la misma que en el PS fase III

CÁLCULO DE EMISIONES ATRIBUIDAS A LA SUBINSTALACION DE CLINKER GRIS

Emisiones atribuidas	Subinstalación clinker gris
DirEm*	$DirEm^* = Coque \times EF_{coque} + Alternativo\ 1 \times EF_{Alternativo\ 1} + Clinker \times EF_{clinker}$
Otros parámetros	NA
AtrEm	$AtrEm^* = Coque \times EF_{coque} + Alternativo\ 1 \times EF_{Alternativo\ 1} + Clinker \times EF_{clinker}$
Entradas de combustible	Coque + Alternativo 1
FE Ponderado	$(Coque \times EF_{coque} + Alternativo\ 1 \times EF_{Alternativo\ 1}) / Coque + Alternativo\ 1$

FE ponderado: El factor de emisión ponderado corresponde a las emisiones acumuladas procedentes de los combustibles divididas por el contenido total de energía

Análisis de completitud y ausencia de doble contabilidad. Inmediato puesto que las emisiones atribuidas son iguales a las emisiones MRR.

CÁLCULO BALANCE DE CALOR.

No aplicable

CÁLCULO REF COMBUSTIBLES

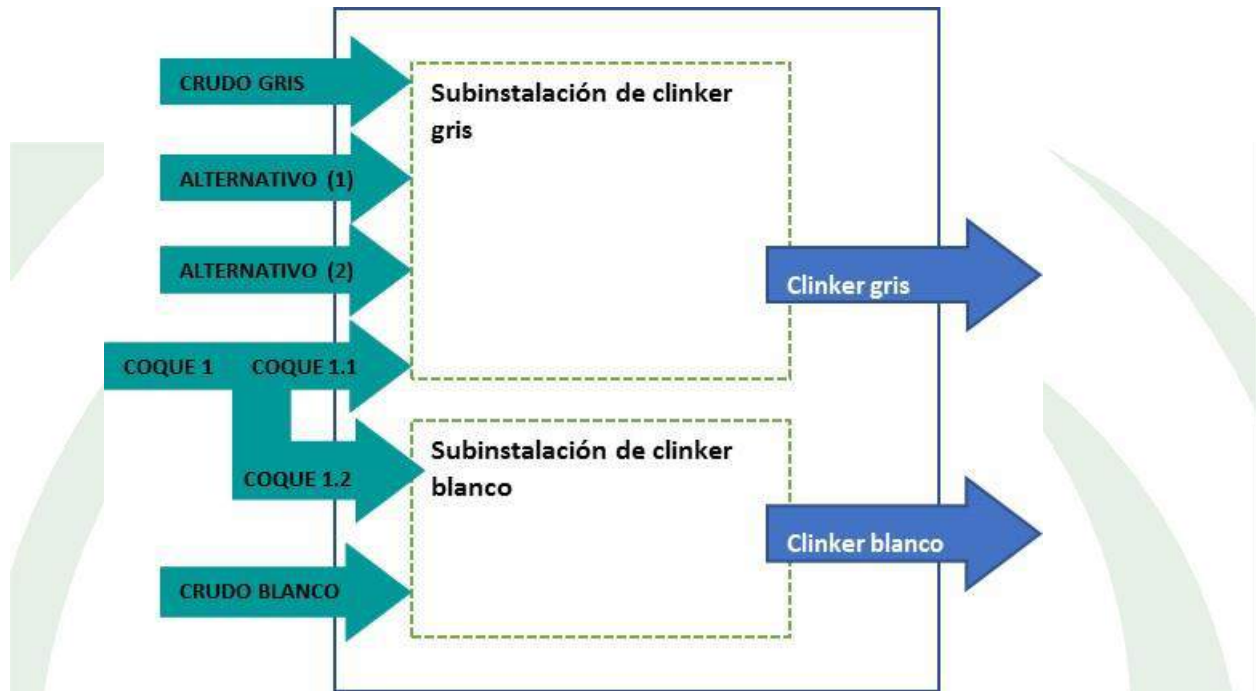
No aplicable

CÁLCULO MONITORIZACIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA

No aplicable

7.7.2. CASO 2

Este caso es el de una fábrica con dos líneas de producción gris y blanco en el mismo emplazamiento. La línea de gris usa tres combustibles, dos alternativos, y el tercero, coque de petróleo, se utiliza también en la línea de blanco. La división en subinstalaciones, que se explicará en los siguientes apartados, se presenta en la siguiente figura



ENTRADAS Y SALIDAS DE LA INSTALACIÓN.

ENTRADAS INSTALACIÓN	UNIDADES FÍSICAS	SALIDAS	EMISIONES
Crudo gris	SISTEMA DEL HORNO línea gris (molino de crudo-precalentador/precalcinador/horno enfriador).	Clinker gris	Emisiones de proceso
Crudo blanco			
Alternativo 1	SISTEMA DEL HORNO línea blanco (molino de crudo-precalentador/precalcinador/horno enfriador)	Clinker blanco	Emisiones de combustión
Alternativo 2			
Coque de petróleo			

IDENTIFICACIÓN DE SUBINSTALACIONES.

Identificación de subinstalación con referencia de producto.

Siguiendo la secuencia de pasos indicada en 7.5 identificamos en primer lugar que la fábrica produce clinker gris (PRODCOM 23.51.11.00). Esto corresponde a una subinstalación Cemento sin pulverizar (clinker) gris.

En segundo lugar, la fábrica produce clinker blanco (PRODCOM 23.51.11.00) que se corresponde con una subinstalación Cemento sin pulverizar (clinker) blanco.

La identificación de estas subinstalaciones puede realizarse en base a los siguientes conjuntos de datos:

Para el clinker gris:

- Análisis del clinker realizadas por laboratorio acreditado.

Para el clinker blanco:

- En primer lugar, la instalación produce el clinker necesario para fabricar cementos de acuerdo a la norma española UNE 80305, de cementos blancos.
- Estos cementos disponen de la característica adicional de blancura definida en la norma UNE 80305. Los informes de análisis de la blancura del clinker procedentes de un laboratorio externo acreditado representan una de las fuentes de datos más exactas disponibles.

Identificación de subinstalación con referencia de combustible.

No existen subinstalaciones con referencia combustible puesto que tanto las emisiones procedentes del coque de petróleo como de los combustibles alternativos pueden catalogarse dentro de las subinstalaciones con referencia de producto clinker gris o blanco.

Identificación de subinstalación con referencia de calor.

No existen subinstalaciones con referencia de calor puesto que tanto el calor utilizado por los molinos de crudo o de carbón que utilizan gases del horno, puede catalogarse como parte de la subinstalaciones con referencia de producto clinker gris o blanco respectivamente.

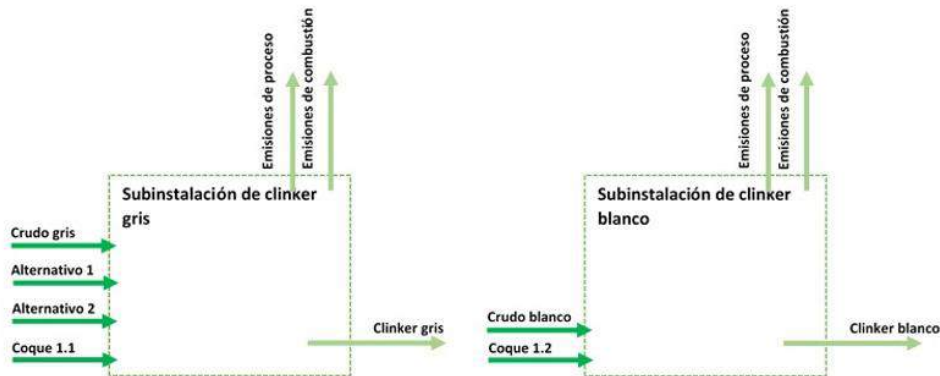
Identificación de subinstalación con emisiones de proceso.

No existen subinstalaciones con emisiones de proceso puesto que todas las emisiones de proceso consideradas⁴¹ forman parte de las subinstalaciones con referencia de producto.

⁴¹ Ver apartado 11.1.1 de esta Guía.

ASIGNACION DE ENTRADAS Y SALIDAS DE LAS SUBINSTALACIONES.

La identificación de entradas y salidas a la subinstalación con referencia clinker se presenta en la siguiente figura:



El desglose se presenta en la siguiente tabla:

Subinstalación de clinker gris	
UNIDADES FISICAS	SISTEMA DEL HORNO, línea de gris (molino de crudo- precalentador/precalcinador/horno enfriador)
ENTRADAS	<ul style="list-style-type: none"> • Crudo • Combustible alternativo 1 • Combustible alternativo 2 • Coque (flujo 1.1)
SALIDAS	<ul style="list-style-type: none"> • Clinker gris
EMISIONES	<ul style="list-style-type: none"> • De proceso • De combustión <ul style="list-style-type: none"> ○ De la combustión del coque (flujo 1.1) ○ De la combustión del combustible alternativo 1 ○ De la combustión del combustible alternativo 2
Subinstalación de clinker blanco	
UNIDADES FISICAS	SISTEMA DEL HORNO, línea de blanco (molino de crudo- precalentador/precalcinador/horno enfriador)
ENTRADAS	<ul style="list-style-type: none"> • Crudo blanco • Coque (flujo 1.2)
SALIDAS	<ul style="list-style-type: none"> • Clinker blanco
EMISIONES	<ul style="list-style-type: none"> • De proceso • De combustión <ul style="list-style-type: none"> ○ De la combustión del coque (flujo 1.2)

NECESIDADES DE MONITORIZACIÓN

Esta fábrica realiza el seguimiento de las emisiones de proceso en el PS fase III mediante el método A, carbonatos, en la línea de clinker gris. Este método es el que va a seguir utilizando en la fase IV. Se utiliza el método B, clinker, para realizar el seguimiento de las emisiones de proceso de la línea de blanco, método que se va a seguir utilizando durante la fase IV.

Línea de gris	
<ul style="list-style-type: none"> • Crudo gris • Combustible alternativo 1 • Combustible alternativo 2 • Coque (flujo1.1) 	<p>La determinación del crudo entrante se realiza de la misma manera que la establecida en el PS fase III.</p> <p>La monitorización de los combustibles alternativos será la misma que en el PS fase III (entradas medidas mediante básculas de entrada y contabilización de stocks).</p> <p>Deberá indicarse cómo se determina el flujo 1.1 de coque de petróleo, si mediante un cálculo presente en los informes de producción, o mediante una báscula específica que mida este flujo. Véase el ejemplo 2 del apartado 7.4.1.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Clinker gris 	<p>El dato de actividad referente al clinker es un resultado indirecto que se determina a través del factor crudo/clinker.</p> <p>Deberá señalarse qué procedimiento se utiliza para determinar este factor, para comprobarlo y, si el método de cálculo se basa en análisis, cual es la frecuencia de los mismos. Ver cuadro nivel actividad clinker.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Emisiones de proceso 	<p>La monitorización de las emisiones de proceso será la misma que en el PS fase III, es decir, Método A, carbonatos</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Emisiones de combustión <ul style="list-style-type: none"> ○ De la combustión del combustible alternativo 1 ○ De la combustión del combustible alternativo 2 ○ De la combustión del coque (flujo1.1) 	<p>La monitorización de las emisiones de combustión será la misma que en el PS fase III. En el caso del coque, basado en los datos de actividad determinados para el flujo 1.1</p>

Línea de blanco	
<ul style="list-style-type: none"> • Coque (flujo1.2) 	Deberá indicarse cómo se determina el flujo 1.2 de coque de petróleo, si mediante un cálculo presente en los informes de producción, o mediante una báscula específica que mida este flujo. Véase el ejemplo 2 del apartado 7.4.1.
<ul style="list-style-type: none"> • Clinker blanco 	El dato de actividad referente al clinker es un resultado directo, verificado y verificable en el futuro.
<ul style="list-style-type: none"> • Emisiones de proceso 	La monitorización de las emisiones de proceso será la misma que en el PS fase III, es decir, Método B, clinker.
<ul style="list-style-type: none"> • Emisiones de combustión <ul style="list-style-type: none"> ○ De la combustión del coque (flujo1.2) 	La monitorización de las emisiones de combustión será la misma que en el PS fase III. En el caso del coque, basado en los datos de actividad determinados para el flujo 1.2

CÁLCULO DE EMISIONES ATRIBUIDAS A LAS SUBINSTALACIONES

Emisiones atribuidas	Subinstalación clinker gris	Subinstalación clinker Blanco
DirEm*	$DirEm^* = Crudo \times EF_{crudo} + Coque1.1 \times EF_{coque} + Alternativo\ 1 \times EF_{Alternativo\ 1} + Alternativo\ 2 \times EF_{Alternativo\ 2}$	$DirEm^* = clinker \times EF_{clinker} + Coque1.2 \times EF_{coque}$
Otros parámetros	NA	NA
AtrEm	$AtrEm = Crudo \times EF_{crudo} + Coque1.1 \times EF_{coque} + Alternativo\ 1 \times EF_{Alternativo\ 1} + Alternativo\ 2 \times EF_{Alternativo\ 2}$	$AtrEm = Clinker \times EF_{clinker} + Coque1.2 \times EF_{coque}$
Entradas de combustible	Coque1.1+Alternativo 1+Alternativo 2	Coque1.2
FE ponderado	$(Coque1.1 \times EF_{coque} + Alternativo\ 1 \times EF_{Alternativo\ 1} + Alternativo\ 2 \times EF_{Alternativo\ 2}) / (coque\ 1.1 + alternativo1 + alternativo\ 2)$	FE coque 1.2

FE ponderado: El factor de emisión ponderado corresponde a las emisiones acumuladas procedentes de los combustibles divididas por el contenido total de energía

Análisis de completitud y ausencia de doble contabilidad. Inmediato puesto que las emisiones atribuidas son iguales a las emisiones MRR.

CÁLCULO BALANCE DE CALOR. No aplicable

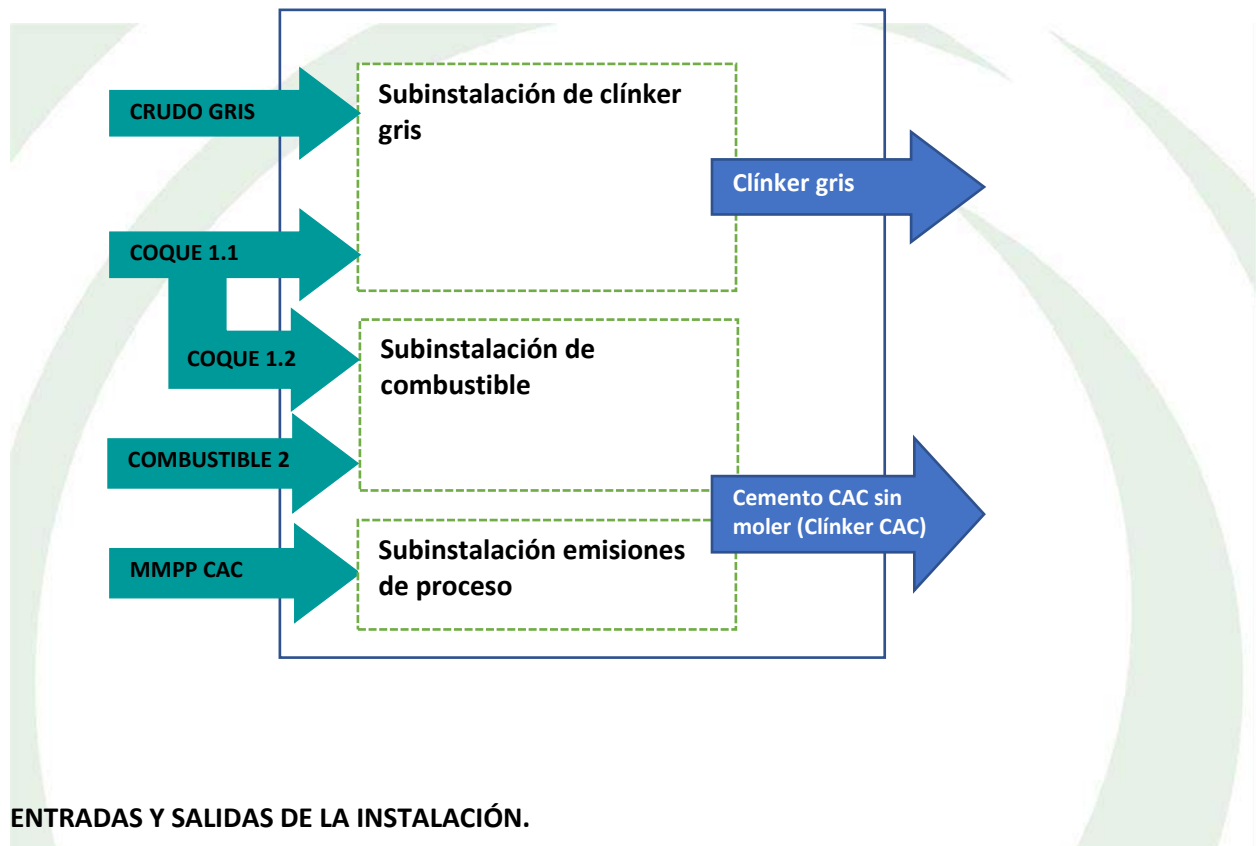
CÁLCULO REF COMBUSTIBLES. No aplicable

CÁLCULO MONITORIZACIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA No aplicable

7.7.3. CASO 3

Este caso es el de una fábrica con dos líneas de producción, Clinker portland gris y Cemento Aluminato de Calcio (CAC) en el mismo emplazamiento. La línea de producción de CAC está compuesta de una subinstalación de combustible y de una subinstalación de emisiones de proceso. La línea de gris usa un combustible, coque de petróleo que se utiliza también en la línea de CAC en la subinstalación de combustible.

La división en subinstalaciones, que se explicará en los siguientes apartados, se presenta en la siguiente figura



ENTRADAS Y SALIDAS DE LA INSTALACIÓN.

ENTRADAS INSTALACIÓN	UNIDADES FÍSICAS	SALIDAS	EMISIONES
Crudo gris	SISTEMA DEL HORNO línea gris (molino de crudo-precalentador/precalcinador/horno enfriador).	Clinker gris	Emisiones de proceso
Mezcla de MMPP CAC		Clinker CAC	Emisiones de combustión
Coque de petróleo	SISTEMA DEL HORNO línea CAC		
Combustible 2			

IDENTIFICACIÓN DE SUBINSTALACIONES.

Identificación de subinstalación con referencia de producto.

Siguiendo la secuencia de pasos identificamos en primer lugar que la fábrica produce clinker gris (PRODCOM 23.51.11.00). Esto corresponde a una subinstalación Cemento sin pulverizar (clinker) gris.

En segundo lugar, la fábrica produce cemento CAC sin pulverizar/clinker CAC (PRODCOM 23.51.12.90) que se corresponde con una subinstalación de combustible y una subinstalación de emisiones de proceso.

Identificación de subinstalación con referencia de combustible.

Existe una subinstalación con referencia de combustible perteneciente a la línea de CAC

Identificación de subinstalación con referencia de calor.

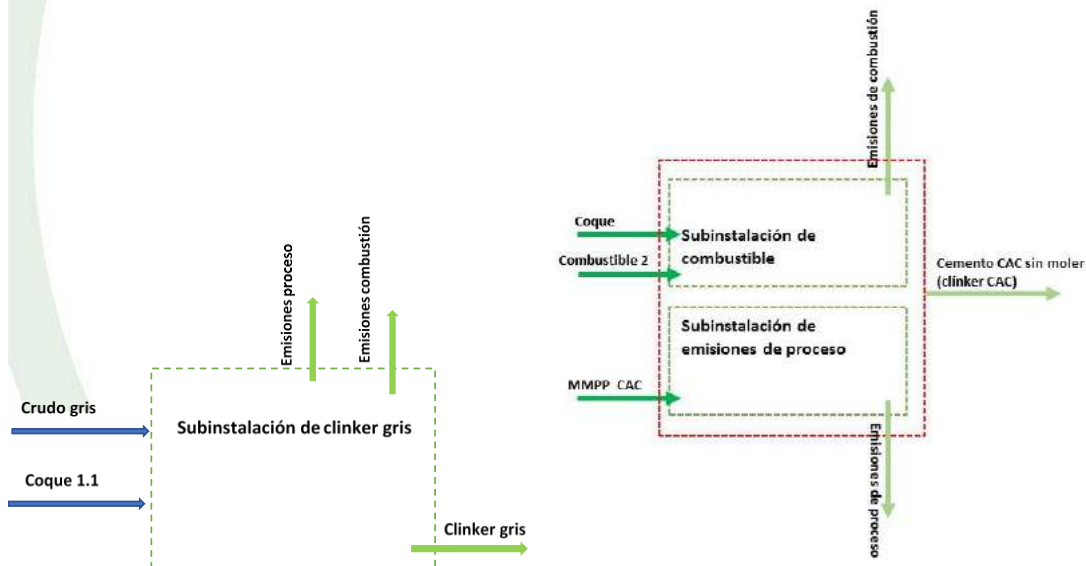
No existen subinstalaciones con referencia de calor puesto que tanto el calor utilizado por los molinos de crudo o de carbón que utilizan gases del horno, puede catalogarse como parte de la subinstalación con referencia de producto clinker gris o de la subinstalación de combustible de la línea CAC respectivamente.

Identificación de subinstalación con emisiones de proceso.

Existe una subinstalación con emisiones de proceso (descomposición de carbonatos) perteneciente a la línea de CAC

ASIGNACION DE ENTRADAS Y SALIDAS DE LAS SUBINSTALACIONES.

La identificación de entradas y salidas a la subinstalación con referencia clinker y a las subinstalaciones de la línea CAC se presenta en la siguiente figura:



El desglose se presenta en la siguiente tabla:

Subinstalación de clinker gris.	
UNIDADES FISICAS	SISTEMA DEL HORNO, línea de gris (molino de crudo- precalentador/precalcinador/horno enfriador)
ENTRADAS	<ul style="list-style-type: none"> • Crudo • Coque (flujo 1.1)
SALIDAS	<ul style="list-style-type: none"> • Clinker gris
EMISIONES	<ul style="list-style-type: none"> • De proceso • De combustión <ul style="list-style-type: none"> ○ De la combustión del coque (flujo 1.1)
Subinstalación de combustible CAC	
UNIDADES FISICAS	Subinstalación combustible, línea de CAC
ENTRADAS	<ul style="list-style-type: none"> • Coque (flujo 1.2) • Combustible 2
SALIDAS	<ul style="list-style-type: none"> • Cemento CAC sin moler (Clinker CAC)
EMISIONES	<ul style="list-style-type: none"> • De combustión <ul style="list-style-type: none"> ○ De la combustión del coque (flujo 1.2) ○ De la combustión del combustible 2
Subinstalación con emisiones de proceso CAC	
UNIDADES FISICAS	Subinstalación de proceso, línea de CAC
ENTRADAS	<ul style="list-style-type: none"> • Mezcla de MMPP CAC
SALIDAS	<ul style="list-style-type: none"> • Cemento CAC sin moler (Clinker CAC)
EMISIONES	<ul style="list-style-type: none"> • De proceso

NECESIDADES DE MONITORIZACIÓN

Esta fábrica realiza el seguimiento de las emisiones de proceso en el PS fase III mediante el método B, clinker. Este método es el que va a seguir utilizando en la fase IV.

Línea de gris	
<ul style="list-style-type: none"> • Coque 1.1 	La monitorización de los combustibles será la misma que en el PS fase III (entradas medidas mediante básculas de entrada y contabilización de stocks)
<ul style="list-style-type: none"> • Clinker gris 	El dato de actividad referente al clinker es un resultado directo del Método B y es un dato verificado y verificable.
<ul style="list-style-type: none"> • Emisiones de proceso 	La monitorización de las emisiones de proceso será la misma que en el PS fase III, es decir, Método B
<ul style="list-style-type: none"> • Emisiones de combustión <ul style="list-style-type: none"> ○ De la combustión del coque (flujo 1.1) 	<p>La monitorización de los combustibles será la misma que en el PS fase III.</p> <p>Deberá indicarse como se determina el flujo 1.1 de coque de petróleo, si mediante un cálculo presente en los informes de producción o, mediante una báscula específica que mida este flujo.</p>
Línea de CAC	
<ul style="list-style-type: none"> • Coque (flujo1.2) • Combustible 2 	<p>La monitorización de los combustibles será la misma que en el PS fase III (entradas medidas mediante básculas de entrada y contabilización de stocks)</p> <p>Deberá indicarse cómo se determina el flujo 1.2 de coque de petróleo, si mediante un cálculo presente en los informes de producción, o mediante una báscula específica que mida este flujo.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Cemento CAC sin moler (Clinker CAC) 	La monitorización se realiza a través de las emisiones de combustión y de las de proceso
<ul style="list-style-type: none"> • Emisiones de proceso (descomposición de carbonatos) 	La monitorización de las emisiones de proceso y de combustión será la misma que en el PS fase III. En el caso del coque, basado en los datos de actividad determinados para el flujo 1.2
<ul style="list-style-type: none"> • Emisiones de combustión <ul style="list-style-type: none"> ○ De la combustión del coque (flujo1.2) ○ De la combustión del combustible 2 	

CÁLCULO DE EMISIONES ATRIBUIDAS A LAS SUBINSTALACIONES

Emisiones atribuidas	Subinstalación clinker gris	Subinstalación de combustible	Subinstalación proceso
DirEm*	$\text{Crudo} \times \text{EF}_{\text{crudo}} + \text{Coque1.1} \times \text{EF}_{\text{coque}}$	$\text{Coque1.2} \times \text{EF}_{\text{coque}} + \text{Combustible 2} \times \text{EF}_{\text{Combustible2}}$	$\text{Mezcla MMPP CAC} \times \text{FE}_{\text{CAC}}$
Otros parámetros	NA	NA	NA
AtrEm	$\text{Crudo} \times \text{EF}_{\text{crudo}} + \text{Coque1.1} \times \text{EF}_{\text{coque}}$	$\text{Coque1.2} \times \text{EF}_{\text{coque}} + \text{Combustible 2} \times \text{EF}_{\text{Combustible2}}$	$\text{Mezcla MMPP CAC} \times \text{FE}_{\text{CAC}}$
Entradas de combustible	Coque1.1	Coque1.2 + Combustible 2	NA
FE ponderado	$\text{EF}_{\text{coque1.1}}$	$(\text{Coque1.2} \times \text{EF}_{\text{coque}} + \text{Combustible 2} \times \text{EF}_{\text{Combustible 2}}) / (\text{coque 1.2} + \text{combustible 2})$	NA

FE ponderado: El factor de emisión ponderado corresponde a las emisiones acumuladas procedentes de los combustibles divididas por el contenido total de energía

CÁLCULO BALANCE DE CALOR.

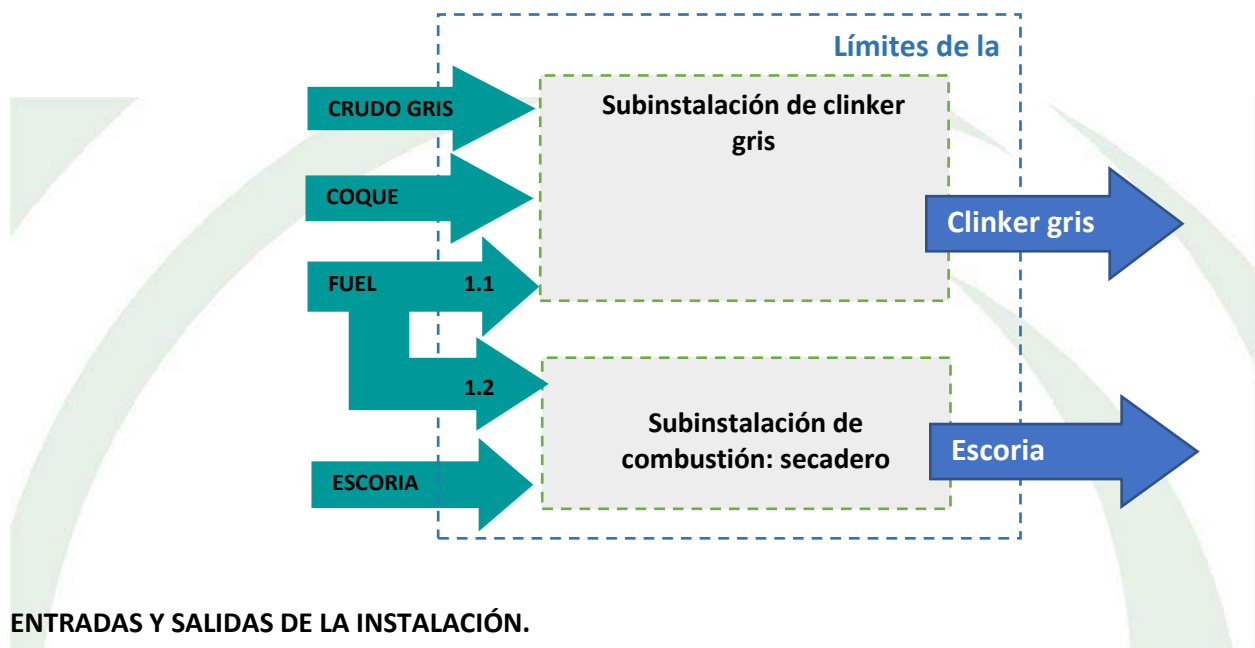
No aplicable

CÁLCULO MONITORIZACIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA

No aplicable

7.7.4. CASO 4

Este caso es el de una fábrica con una línea de producción de clinker gris y un secadero de escoria. La línea de gris usa dos combustibles, el coque de petróleo y el fuel, que se utiliza también como combustible para el secadero de escorias. La división en subinstalaciones, que se explicará en los siguientes apartados, se presenta en la siguiente figura



ENTRADAS Y SALIDAS DE LA INSTALACIÓN.

ENTRADAS INSTALACIÓN	UNIDADES FÍSICAS	SALIDAS	EMISIONES
Crudo gris	SISTEMA DEL HORNO línea gris (molino de crudo precalentador/precalcinador/horno enfriador).	Clinker gris Escoria	Emisiones de proceso Emisiones de combustión
Coque de petróleo			
Fuel 1.1			
Fuel 1.2			
Escoria	SECADERO DE ESCORIA		

IDENTIFICACIÓN DE SUBINSTALACIONES.

Identificación de subinstalación con referencia de producto.

Siguiendo la secuencia de pasos indicada anteriormente identificamos en primer lugar que la fábrica produce clinker gris (PRODCOM 23.51.11.00). Esto corresponde a una subinstalación Cemento sin pulverizar (clinker) gris.

La identificación de estas subinstalaciones puede realizarse en base a los siguientes conjuntos de datos:

Para el clinker gris:

- Análisis del clinker realizadas por laboratorio acreditado.

Identificación de subinstalación con referencia de combustible.

Existe una subinstalación de combustible que es un secadero de escorias dentro de la instalación. Las escorias se utilizan en la molienda de cemento que no es parte de la subinstalación de clinker

Identificación de subinstalación con referencia de calor.

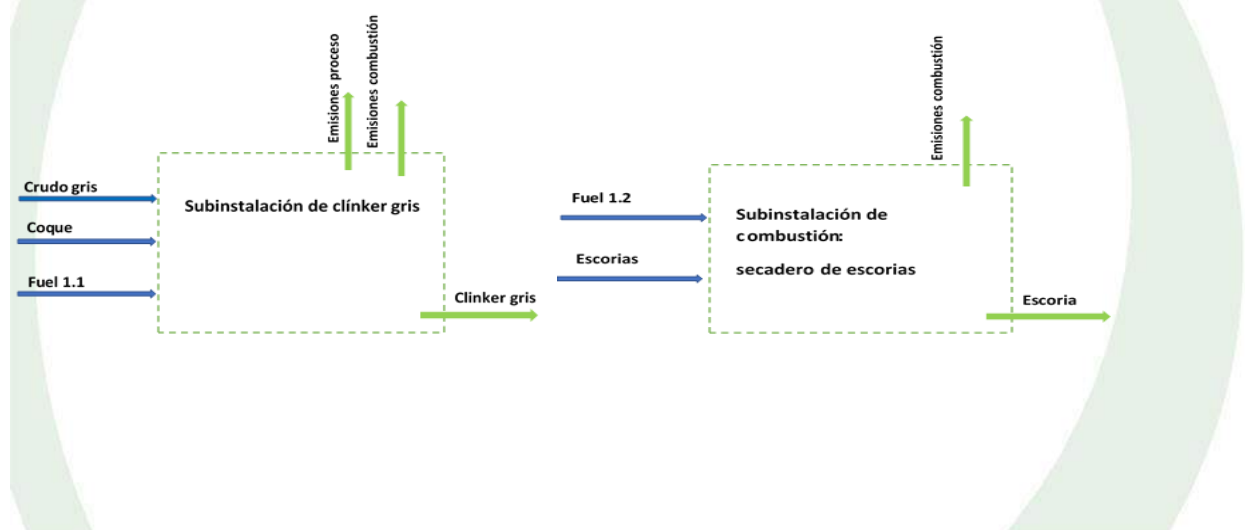
No existen subinstalaciones con referencia de calor puesto que tanto el calor utilizado por los molinos de crudo o de carbón que utilizan gases del horno, puede catalogarse como parte de la subinstalaciones con referencia de producto clinker gris o blanco respectivamente.

Identificación de subinstalación con emisiones de proceso.

No existen subinstalaciones con emisiones de proceso puesto que todas las emisiones de proceso consideradas⁴² forman parte de las subinstalaciones con referencia de producto.

ASIGNACION DE ENTRADAS Y SALIDAS DE LAS SUBINSTALACIONES.

La identificación de entradas y salidas de las subinstalaciones se presenta en la siguiente figura:



⁴² Ver apartado 11.1.1 de esta Guía.

El desglose se presenta en la siguiente tabla:

Subinstalación de clinker gris	
UNIDADES FISICAS	SISTEMA DEL HORNO (molino de crudo-precalentador/precalcinador/horno enfriador)
ENTRADAS	<ul style="list-style-type: none"> • Crudo • Coque • Fuel 1.1
SALIDAS	<ul style="list-style-type: none"> • Clinker gris
EMISIONES	<ul style="list-style-type: none"> • De proceso • De combustión: <ul style="list-style-type: none"> • Del coque • Del fuel 1.1

Subinstalación de combustible	
UNIDADES FISICAS	SECADERO DE ESCORIAS
ENTRADAS	<ul style="list-style-type: none"> • Escoria • Fuel 1.2
SALIDAS	<ul style="list-style-type: none"> • Escoria
EMISIONES	<ul style="list-style-type: none"> • De combustión del fuel 1.2

NECESIDADES DE MONITORIZACIÓN

Esta fábrica realiza el seguimiento de las emisiones de proceso en el PS fase III mediante el método B, clinker. Este método es el que va a seguir utilizando en la fase IV.

Línea de gris	
<ul style="list-style-type: none"> • Coque • Fuel 1.1 	<p>La monitorización del coque será la misma que en el PS fase III (entradas medidas mediante básculas de entrada y contabilización de stocks).</p> <p>La monitorización de los combustibles será la misma que en el PS fase III (entradas medidas mediante básculas de entrada y contabilización de stocks). Deberá indicarse cómo se determina el flujo 1.1 de fuel, si mediante un cálculo presente en los informes de producción, o mediante una báscula específica que mida este flujo.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Clinker gris 	<p>El dato de actividad referente al clinker es un resultado directo del Método B y es un dato verificado y verificable.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Emisiones de proceso 	<p>La monitorización de las emisiones de proceso será la misma que en el PS fase III, es decir, Método B</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Emisiones de combustión: <ul style="list-style-type: none"> • del coque • del fuel 	<p>La monitorización de los combustibles será la misma que en el PS fase III. En el caso del fuel, basado en datos de actividad determinados para el flujo 1.1</p>
Secadero de escorias	
<ul style="list-style-type: none"> • Fuel 1.2 	<p>La monitorización de los combustibles será la misma que en el PS fase III (entradas medidas mediante básculas de entrada y contabilización de stocks). Deberá indicarse cómo se determina el flujo 1.2 de fuel, si mediante un cálculo presente en los informes de producción, o mediante una báscula específica que mida este flujo.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Emisiones de combustión: <ul style="list-style-type: none"> • del fuel 	<p>La monitorización de los combustibles será la misma que en el PS fase III. En el caso del fuel, basado en datos de actividad determinados para el flujo 1.2</p>

CÁLCULO DE EMISIONES ATRIBUIDAS A LAS SUBINSTALACIONES

Emisiones atribuidas (EmAtrib)	Subinst de ck gris	Subinst de combustible
Em Directas (Em direct)	$\text{Clinker} \times \text{FE}_{\text{clinker}} + \text{Coque} \times \text{FE}_{\text{coque}} + \text{Fuel 1.1} \times \text{FE}_{\text{Fuel}}$	$\text{Fuel 1.2} \times \text{FE}_{\text{fuel}}$
Em Q_{IMPORT}	0	0
Em Q_{EXPORT}	0	0
Otros parametros	0	0
(EmAtrib)	$\text{Clinker} \times \text{FE}_{\text{clinker}} + \text{Coque} \times \text{FE}_{\text{coque}} + \text{Fuel 1.1} \times \text{FE}_{\text{Fuel}}$	$\text{Fuel 1.2} \times \text{FE}_{\text{fuel}}$
FE ponderado	$(\text{Coque} \times \text{FE}_{\text{coque}} + \text{Fuel 1.1} \times \text{FE}_{\text{Fuel}}) / \text{Fuel input} (\text{coque} + \text{fuel 1.1})$	$\text{FE}_{\text{fuel 2.1}}$

FE ponderado: El factor de emisión ponderado corresponde a las emisiones acumuladas procedentes de los combustibles divididas por el contenido total de energía

CÁLCULO BALANCE DE CALOR.

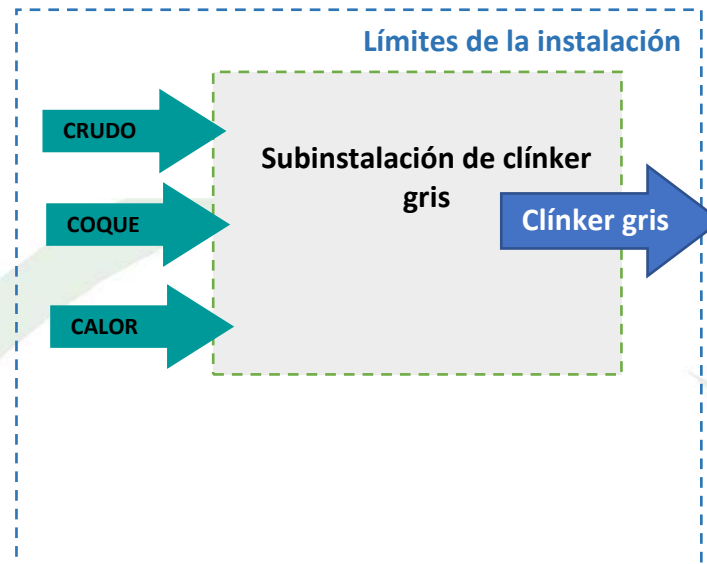
No aplicable

CÁLCULO MONITORIZACIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA

No aplicable

7.7.5. CASO 5

Este es el caso de una fábrica, que fabrica clinker portland gris y que importa calor medible desde otra instalación



ENTRADAS Y SALIDAS DE LA INSTALACIÓN.

ENTRADAS INSTALACIÓN	UNIDADES FÍSICAS	SALIDAS	EMISIONES
Crudo	SISTEMA DEL HORNO ⁴³ (molino de crudo- precalentador/precalcinador/horno enfriador)	Clinker gris	Emisiones de proceso Emisiones de combustión
Coque de petróleo			
Calor			

IDENTIFICACIÓN DE SUBINSTALACIONES

Identificación de subinstalación con referencia de producto.

Siguiendo la secuencia de pasos indicada en 7.5 identificamos en primer lugar que la fábrica produce clinker gris (PRODCOM 23.51.11.00). Esto corresponde a una subinstalación Cemento sin pulverizar (clinker) gris de las indicadas en el Anexo 1, parámetros de referencia, del Reglamento FAR.

La identificación de la subinstalación puede realizarse en base a los siguientes conjuntos de datos:

⁴³ Los sistemas auxiliares que están directamente ligados al funcionamiento del horno también deben considerarse incluidos en esta subinstalación.

- Análisis del clinker realizadas por laboratorio acreditado.

Además, se produce una importación de calor a la subinstalación de clinker gris desde otra instalación.

Hay que tener en cuenta que las entradas de datos aquí no cambian si el proveedor de calor no estuviera cubierto por el RCDE UE o el calor proviniera de la producción de ácido nítrico. Esto solo tendría un impacto en la asignación, pero no en las emisiones atribuibles (de acuerdo con el artículo 21 de las FAR, se ha de deducir una cantidad de la asignación gratuita preliminar de subinstalaciones con referencia de producto si se importa calor desde entidades no incluidas en el RCDE. Esta cantidad será la del calor medible importado desde instalaciones no incluidas en el RCDE multiplicado por el valor de referencia de calor).

La metodología para atribuir las emisiones a la subinstalación (es decir, al producto de referencia) debe garantizar que las medidas de eficiencia se reflejen adecuadamente. Esto significa que una instalación más eficiente tiene un valor más bajo de t GEI / t producto. Para este propósito, por ej. la exportación de calor conduce a una deducción de las emisiones atribuidas de la subinstalación en cuestión, porque el calor es un segundo producto que obtiene su propia asignación ya sea bajo una referencia de calor o como parte de otra subinstalación de referencia de producto donde el calor es importado y consumido, y al que se añaden las emisiones equivalentes para este calor importado.

Identificación de subinstalación con referencia de combustible.

No existen subinstalaciones con referencia combustible puesto que tanto las emisiones procedentes del coque de petróleo como del combustible alternativo 1 pueden catalogarse dentro de la subinstalación con referencia de producto clinker.

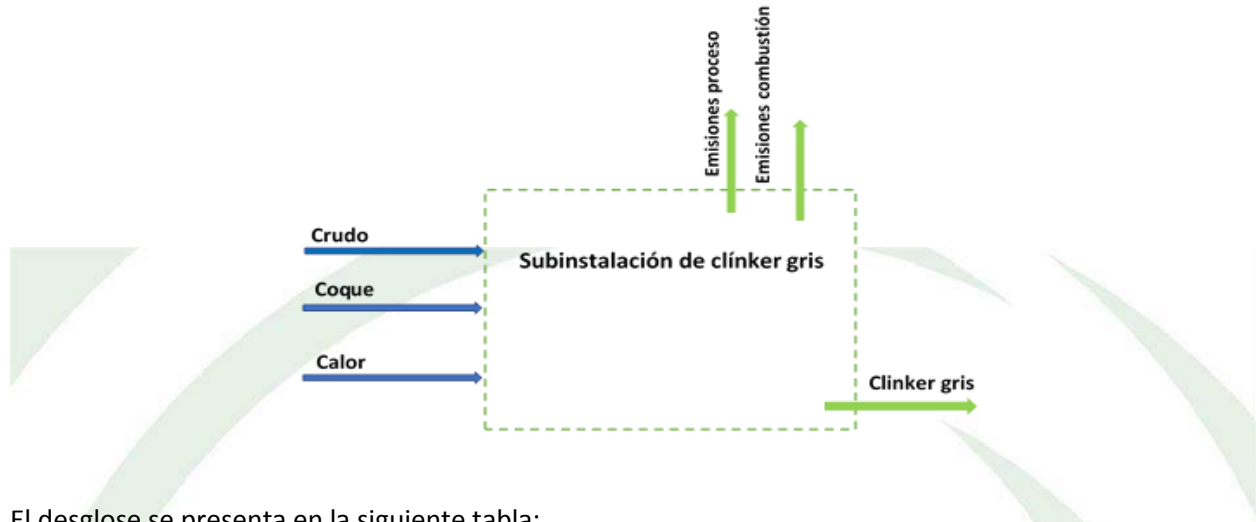
Identificación de subinstalación con emisiones de proceso.

No existen subinstalaciones con emisiones de proceso puesto que todas las emisiones de proceso consideradas⁴⁴ forman parte de la subinstalación con referencia de producto.

⁴⁴ Ver apartado 11.1.1 de esta Guía.

ASIGNACION DE ENTRADAS Y SALIDAS DE LA SUB-INSTALACIÓN.

La identificación de entradas y salidas a la subinstalación con referencia clinker es completamente equivalente a la correspondiente a la instalación y se presenta en la siguiente figura:



El desglose se presenta en la siguiente tabla:

Subinstalación de clinker gris.	
UNIDADES FISICAS	SISTEMA DEL HORNO (molino de crudo-precalentador/precaldinador/horno enfriador)
ENTRADAS	<ul style="list-style-type: none"> • Crudo • Coque • Calor
SALIDAS	<ul style="list-style-type: none"> • Clinker gris
EMISIONES	<ul style="list-style-type: none"> • De proceso • De combustión del coque

NECESIDADES DE MONITORIZACIÓN

Esta fábrica realiza el seguimiento de las emisiones de proceso en el PS fase III mediante el método B, clinker. Este método es el que va a seguir utilizando en la fase IV.

Línea de gris	
• Coque	La monitorización del coque será la misma que en el PS fase III (entradas medidas mediante básculas de entrada y contabilización de stocks)
• Clinker gris	El dato de actividad referente al clinker es un resultado directo del Método B y es un dato verificado y verificable.
• Emisiones de proceso	La monitorización de las emisiones de proceso será la misma que en el PS fase III, es decir, Método B
• Emisiones de combustión del coque	La monitorización de los combustibles será la misma que en el PS fase III
• Calor	Importación de calor cuantificado mediante caudalímetro que mide los gases calientes y sensores de temperatura a la entrada de la instalación.

CÁLCULO DE EMISIONES ATRIBUIDAS

Emisiones atribuidas (EmAtrib)	Subinst de ck gris
Emisiones Directas (Em_{direct})	Coque x FE _{coque} + Clinker x FE _{clinker}
Em_{Q, IMPORT}	+ Calor x FE _{Q importado} ^(*)
Em_{Q, EXPORT}	0
Otros parametros	0
(EmAtrib)	Coque x FE _{coque} + Clinker x FE _{clinker} + Calor x FE _{Q importado}

() FE_{Q importado} esta información debe obtenerse del proveedor. Si no se tiene la información o no está suficientemente respaldada, las entradas para el factor de emisión deben dejarse vacías. También en el caso de que el FE no se pueda determinar como, por ejemplo, si se trata de calor medible recuperado de subinstalaciones de referencia de producto.*

Como ya hemos indicado las entradas de datos aquí no cambian si el proveedor de calor está o no cubierto por el RCDE UE. Esto solo tiene impacto en la asignación, pero no en las emisiones atribuibles.

$$\text{EmAtrib sub ck gris} = \text{Em}_{\text{direct}} + \text{Em}_{\text{Q, IMPORT}} - \text{Em}_{\text{Q, EXPORT}} = \text{Coque} \times \text{FE}_{\text{coque}} + \text{Clinker} \times \text{FE}_{\text{clinker}} + \text{Calor} \times \text{FE}_{\text{Q import}}$$

CÁLCULO BALANCE DE CALOR.

No aplicable

CÁLCULO REF COMBUSTIBLES

No aplicable

CÁLCULO MAT ENERGÍA ELÉCTRICA

No aplicable



8. SEGUIMIENTO EMISIONES MRR

8.1. PRINCIPIOS BASICOS

Los principios que deben regir el seguimiento y notificación aparecen desarrollados en los artículos 4 a 10 del Reglamento de Ejecución⁴⁵.

Exhaustividad

El seguimiento y la notificación deberán ser exhaustivos y abarcar todas las emisiones de proceso y de combustión de todas las fuentes de emisión y flujos fuente, y deberán tenerse en cuenta todos los gases de efecto invernadero asociados específicamente con esas actividades, pero evitando su doble contabilización.

Los titulares de instalaciones deberán aplicar medidas apropiadas para evitar lagunas de datos dentro del periodo de notificación

Coherencia, comparabilidad y transparencia

El seguimiento y la notificación deberán ser coherentes y comparables a lo largo del tiempo. Para lograrlo, los titulares de instalaciones deberán aplicar las mismas metodologías de seguimiento y conjuntos de datos, con sujeción a las modificaciones y excepciones aprobadas por la autoridad competente.

Los titulares de instalaciones y operadores de aeronaves deberán obtener, registrar, compilar, analizar y documentar los datos de seguimiento, incluyendo las hipótesis, referencias, datos de la actividad, factores de emisión, de oxidación y de conversión, de una manera transparente que permita al verificador y a la autoridad competente reproducir el proceso de determinación de las emisiones.

Exactitud

Los titulares de instalaciones y deberán velar por que la determinación de las emisiones no presente inexactitudes de carácter sistemático o deliberado.

Deberán identificar y reducir en lo posible las eventuales fuentes de incertidumbre.

Ejercerán la debida diligencia para asegurarse de que el cálculo y la medición de las emisiones presentan la mayor exactitud alcanzable

Integridad de la metodología y del informe de emisiones

Los titulares de instalaciones u operadores de aeronaves deberán cerciorarse razonablemente de la integridad de los datos de emisión objeto de notificación. Deberán determinar las emisiones utilizando las metodologías de seguimiento apropiadas que se detallan en el Reglamento MRR.

Los datos de emisión notificados y las restantes informaciones no contendrán inexactitudes importantes, evitaran sesgos en la selección y presentación y proporcionaran una descripción fidedigna y equilibrada de las emisiones del titular de instalaciones. Al seleccionar una metodología de seguimiento, se contrastarán las mejoras derivadas de una mayor exactitud con los aumentos de costes

⁴⁵ A partir del apartado 8 de esta guía se utilizarán los términos Reglamento 2018/266, Reglamento MRR o Reglamento de Ejecución de manera completamente equivalente.

que conlleven. El seguimiento y la notificación de las emisiones tendrán como objetivo alcanzar la exactitud más alta posible, siempre que sea técnicamente viable y no genere costes irrazonables.

Mejora continua

Los titulares de instalaciones y operadores de aeronaves deberán tener en cuenta, en sus posteriores actividades de seguimiento y notificación, las recomendaciones incluidas en los informes de verificación emitidos con arreglo al artículo 15 de la Directiva 2003/87/CE.

Es de crucial importancia entender el alcance de estos principios, que es necesario invocar a lo largo de esta guía, y remarcar la rigurosidad con la que se siguen los procesos de seguimiento y notificación de emisiones.

Coordinación

Si un estado Miembro designa más de una autoridad competente, coordinará el trabajo realizado por dichas autoridades en el marco del Reglamento MRR.

8.2. PLANTEAMIENTOS PARA LA MONITORIZACIÓN

Por primera vez la regulación de la monitorización introduce cuatro posibilidades respecto al planteamiento de monitorización general a aplicar:

- Monitorización con base en el cálculo.
- Monitorización con base en la medición de CO₂ en chimenea
- Monitorización no basada en niveles (fall back approach)
- Monitorización combinada

La Guía desarrollará el planteamiento base cálculo que es el utilizado por todas las fábricas de cemento españolas.

8.3. TIPOS DE EMISIONES

En las fábricas de cemento, las emisiones de CO₂ resultan de los flujos de combustible o material presentados a continuación clasificados en flujos-fuente de proceso y flujos-fuente de combustión de acuerdo al siguiente desglose:

Emisiones de proceso:

Procedentes de:

- Calcinación de piedra caliza en las materias primas,
- Contenido de carbono orgánico en la harina de crudo
- Emisiones procedentes de las materias primas utilizadas para el lavado de gases.

La determinación de emisiones de proceso se describe en el apartado 11 y siguientes.

Emisiones de combustión:

Procedentes de:

- Combustibles fósiles convencionales,
- Combustibles alternativos,
- Combustibles con fracciones de biomasa.
- Otras emisiones de combustión, si procede.

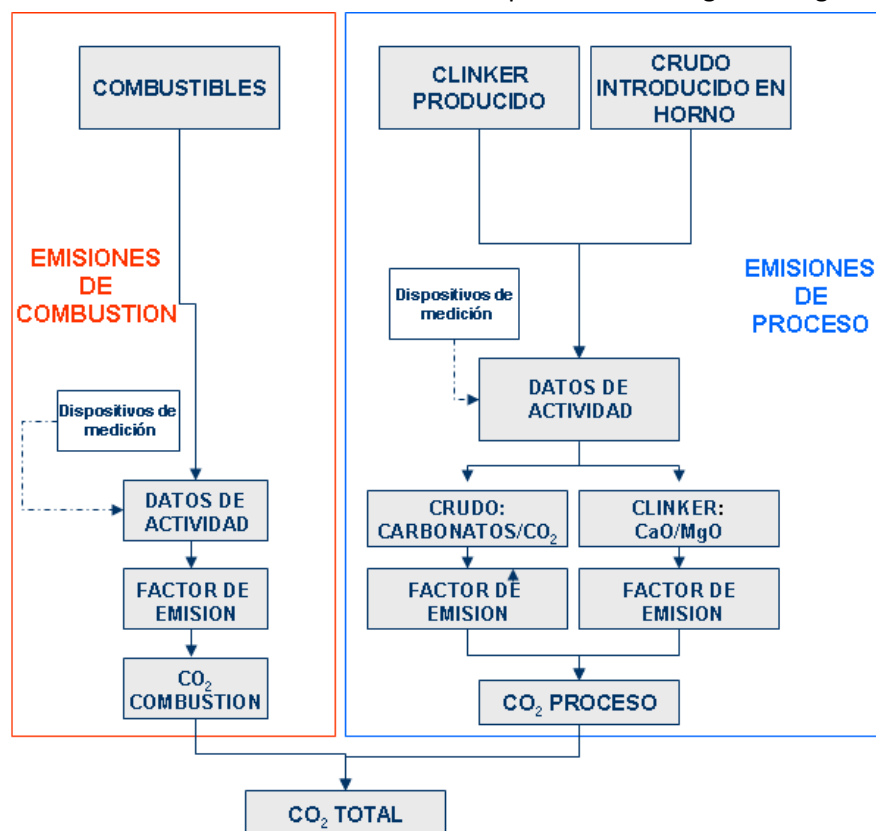
Flujos fuente de Biomasa

- Combustibles que consisten en biomasa pura (por ejemplo, maderas, restos de podas, ciertos tipos de lodos, harinas animales, residuos agrarios,...).
- Combustibles en las que se puede determinar una fracción de biomasa (como, por ejemplo, CDRs, NFUs y otros)

La determinación de emisiones de combustión de describe en 10.

La determinación de emisiones de biomasa se describe en 10.5.

El esquema de cálculo común a todas las instalaciones se presenta en la siguiente figura:



Y de acuerdo a las siguientes expresiones generales:

Para emisiones de combustión, en su forma más general:

$$\text{Emisiones} = \text{DA (TJ)} * \text{FE (tCO}_2\text{/TJ)} * \text{FOX}$$

Los datos de actividad de actividad basados en el combustible quemado se basarán en el valor caclorífico neto.

Podrán utilizarse factores de emisión en forma de tCO₂/t ó tCO₂/Nm³, en cuyo caso podrán usarse las cantidades de combustible consumido en toneladas o Nm³. Si se emplea la metodología del balance de masas, se calculará las emisiones de CO₂ correspondientes a cada flujo fuente multiplicando los datos de actividad relativos a la cantidad de combustible que entra io sale de los límites del balance por el factor de 3,664 tCO₂/tCy el factor de conversión correspondiente.

En el caso de que intervengan combustibles con factores de biomasa, se tendrá en cuenta este hecho, por lo que una expresión genérica aplicable al cálculo de emisiones de combustión sería:

$$\text{Emisiones} = \text{DA} * (1 - \text{FB}^{46}) * \text{VCN} * \text{FEpre}^{47} * \text{FOX}$$

Para emisiones de proceso:

$$\text{Emisiones} = \text{DA} * \text{FE} * \text{FCON}$$

Donde;

DA:	datos de actividad, expresados en t
FE:	factor de emisión, expresado en tCO ₂ /TJ
FEpre	factor preliminar de emisión expresado en tCO ₂ /TJ
FOX:	factor de oxidación, adimensional
FCON:	factor de conversión, adimensional
FB	fracción de biomasa expresada en %
VCN	valor calorífico neto (TJ/t)

⁴⁶ Fracción de biomasa de acuerdo a la definición número 37 del artículo 3 del Reglamento

⁴⁷ Factor preliminar de emisión de acuerdo a la definición número 35 del artículo 3 del Reglamento

8.4. TIPOS DE INSTALACIONES, FUENTES DE EMISION, FLUJOS FUENTE

8.4.1. Categorías de instalación

De acuerdo al artículo 19 del Reglamento las instalaciones pueden clasificarse en tres grupos de acuerdo a las emisiones anuales medias:

- Categoría A: con emisiones anuales medias iguales o inferiores a 50.000 toneladas de CO₂(e)⁴⁸;
- Categoría B: con emisiones medias anuales de más de 50.000 toneladas de CO₂(e) e iguales e inferiores a 500.000 toneladas de CO₂(e)
- Categoría C: con emisiones medias anuales de más de 500.000 toneladas de CO₂(e)

Debe considerarse como emisiones anuales medias las emisiones verificadas correspondientes al periodo de comercio anterior excluyendo las procedentes de biomasa e incluyendo, en su caso, las que abandonan la instalación como CO₂ transferido.

8.4.2. Instalaciones con bajas emisiones

Las instalaciones que emiten en promedio menos de 25.000 t de CO₂(e) al año pueden ser clasificadas como "instalaciones de bajas emisiones", Para éstas, son aplicables las simplificaciones especiales con el fin de reducir los costes administrativos.

No existen, sin embargo, actualmente instalaciones con bajas emisiones en el sector cementero español.

8.4.3. Límites del seguimiento

La actividad objeto de seguimiento de esta guía es la fabricación de cemento sin pulverizar (clinker) de acuerdo al desglose de fuentes indicados anteriormente y al desglose en subinstalaciones indicados en 7.2 y en los casos prácticos presentados en 7.7.

8.4.4. Clasificación de fuentes

Conviene en este punto recordar la definición de fuente tal y como se ha redefinido en el Reglamento de Ejecución:

Fuente de emisión: parte de una instalación identificable por separado, o proceso desarrollado dentro de una instalación, que produce emisiones de gases de efecto invernadero pertinentes o, en el caso de actividades de aviación, una aeronave en particular.

Que no hay que confundir con:

Flujo fuente: cualquiera de los siguientes:

- tipo concreto de combustible, materia prima o producto que provoca emisiones de gases de efecto invernadero pertinentes en una o más fuentes de emisión como consecuencia de su consumo o producción;
- tipo concreto de combustible, materia prima o producto que contiene carbono y que se incluye en el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero utilizando una metodología de balance de masas;

⁴⁸ Se utilizará indistintamente CO₂(e) o CO₂ ya que en la monitorización de CO₂ en fábricas de cemento sólo están implicadas las emisiones de CO₂ no incluyéndose ningún otro gas de efecto invernadero en el sentido expresado en la definición número 27 del artículo 3 del Reglamento

Lo que clasificamos son flujos-fuentes en el sentido de lo expresado en la primera definición. El objetivo de la clasificación es prestar mayor atención, y por tanto establecer requisitos más restrictivos en términos de incertidumbre exigida, a los flujos más importantes entendidos en términos de emisiones relativas.

Respecto a la clasificación de flujos fuente, la metodología a aplicar para su clasificación debe seguirse la siguiente secuencia:

- a) Identificación de todos los flujos-fuente incluyendo aquellos que se consideran CO₂ transferido y excluyendo el CO₂ procedente de biomasa. Es decir, se considerará solamente el CO₂ procedente de fuentes fósiles.

Nota: esta identificación incluirá, en su caso, los flujos fuente que sean determinados por medición.

- b) Elaboración de la lista de las emisiones en valor absoluto de cada uno de los flujos-fuente en orden descendente
- c) Cálculo de las emisiones acumuladas en t CO₂
- d) Establecimiento de las emisiones totales por flujos-fuente en %
- e) Cálculo de las categorías de acuerdo a las siguientes definiciones:

Los flujos-fuentes pueden clasificarse de acuerdo a tres categorías en función de las toneladas anuales emitidas:

- **flujos fuente secundarios**, cuando los flujos fuente seleccionados por el titular equivalgan conjuntamente a menos de 5.000 toneladas anuales de CO₂ fósil, o bien a menos del 10 % (hasta una contribución máxima anual total de 100.000 toneladas de CO₂ fósil), considerándose la cifra más alta en valores absolutos;
- **flujos fuente de minimis**, cuando los flujos fuente seleccionados por el titular equivalgan conjuntamente a menos de 1.000 toneladas anuales de CO₂ fósil, o bien a menos del 2 % (hasta una contribución máxima anual total de 20.000 toneladas de CO₂ fósil), considerándose la cifra más alta en valores absolutos;
- **flujos fuente principales**, cuando se trate de flujos fuente no clasificables en ninguna de las categorías anteriores.

De esta forma se dispone de toda la información necesaria para proceder a su clasificación. La metodología propuesta se ilustra en los dos ejemplos que se incluyen a continuación, los cuáles contienen datos que simulan la realidad de una fábrica de cemento en España en relación al tipo de flujos-fuente y la cantidad de emisión asociada.

FLUJOS-FUENTE	EMISIONES (tCO ₂)	EMISIONES ACUMULADAS (tCO ₂)	PORCENTAJE (%)	PORCENTAJE ACUMULADO (%)	CLASIFICACIÓN
Proceso	360.734	580.705	62,12	100	PPAL
Coque	194.478	219.971	33,49	37,97	PPAL
Aceites	12.485	25.493	2,15	4,48	SEC
Neumáticos*	6.155	13.008	1,06	2,33	SEC
Plásticos	4.530	6.853	0,78	1,27	MIN
Fuel-oil	1.219	2.323	0,21	0,49	MIN
Serrín impregnado*	581	1.104	0,10	0,19	MIN
Emulsiones	523	523	0,09	0,09	MIN

Nota 1: no se contabilizan para la clasificación de fuentes los combustibles de biomasa pura ya que su contribución a las emisiones de CO₂ son nulas de acuerdo a lo indicado en el artículo 38 del Reglamento MRR.

Nota 2: en el ejemplo anterior, los flujos fuente neumáticos y serrín impregnado se clasifican con su contribución en tCO₂ fósil una vez descontada la fracción de biomasa de acuerdo con el procedimiento aprobado por la autoridad competente

FLUJOS-FUENTE	EMISIONES (tCO ₂)	EMISIONES ACUMULADAS (tCO ₂)	PORCENTAJE (%)	PORCENTAJE ACUMULADO (%)	CLASIFICACION
Proceso	419.664	669.678	62,67	100	PPAL
Coque	214.646	250.014	32,05	37,33	PPAL
Neumáticos*	26.410	35.368	3,94	5,28	SEC
Carbón	6.108	8.958	0,90	1,34	MIN
Disolventes	2.674	2.940	0,40	0,44	MIN
Fuel-oil	266	266	0,04	0,04	MIN

***Nota 1:** en el ejemplo anterior, el flujo fuente neumáticos se clasifica con su contribución en tCO₂ fósil una vez descontada la fracción de biomasa de acuerdo con el procedimiento aprobado por la autoridad competente

Sobre el momento en que debe revisarse la clasificación se establece que todo titular de instalaciones comprobará periódicamente si el plan de seguimiento refleja las características y el funcionamiento de la instalación.

Algunas de las circunstancias que obligarán a repasar la clasificación de flujos fuente son las siguientes:

- cuando se produzcan nuevas emisiones como consecuencia de la realización de nuevas actividades o de la utilización de nuevos combustibles o materiales no incluidos previamente en el plan;
- cuando cambien los datos disponibles debido al empleo de nuevos tipos de instrumentos de medida, métodos de muestreo o análisis, o por otros motivos, de manera que introduzcan una mayor exactitud en la determinación de las emisiones;
- cuando se revelen incorrectos los datos obtenidos con la metodología de seguimiento aplicada previamente
- cuando se compruebe que el plan de seguimiento no se ajusta a los requisitos del presente Reglamento y la autoridad competente requiera al titular de las instalaciones su modificación;
- cuando resulte necesario para responder a las recomendaciones de mejora del PS incluidas en un informe de verificación.

En este punto caben varias posibilidades:

1. Que se hayan producido cambios de consideración de flujos-fuente y la autorización sí contemple específicamente dicha situación. Se considerará que la AEGEI contempla estas situaciones cuando describa la nueva situación mediante un sistema de niveles o por descripción del sistema de seguimiento (para secundarias y minimis).

En este caso no es necesaria notificación a la Administración.

2. Que se hayan producido cambios de consideración respecto a la AEGEI y la autorización no contemple específicamente la nueva situación.

En este caso se notificará a la Administración el cambio de consideración con una propuesta justificativa de la sistemática de seguimiento solicitada.

3. Que se hayan utilizado combustibles nuevos no incluidos en la AEGEI. Normalmente la utilización de nuevos combustibles implica la realización de un periodo de pruebas por cantidades que, en términos de emisiones, darían como resultado una clasificación de minimis a los nuevos flujos-fuente.

4. Que se hayan dejado de utilizar combustibles autorizados.

En este caso no es necesario notificación a la Administración.

Nota: Siempre que la AEGEI indique obligatoriedad de notificación en alguna circunstancia prevalecerá la AEGEI sobre cualquier criterio expuesto en esta guía.

8.4.5. Criterios de clasificación

La definición de *nivel* (o nivel de planteamiento): es el elemento específico de una metodología para determinar datos de las actividades (DA), factores de emisión (FE) y factores de oxidación (FOX) o conversión (FCON).

Cada nivel de planteamiento lleva aparejada una metodología de cálculo que puede implicar:

- DA: la manera de determinar los datos de actividad y su incertidumbre asociada.
- VCN: valor calorífico neto de los combustibles utilizados
- FE: los requisitos sobre cómo determinar los factores de emisión. Normalmente se indica la necesidad o no de realizar análisis y los requerimientos sobre la norma a utilizar, el laboratorio o el origen de FE bibliográficos.
- FB: fracciones de biomasa. Para una referencia completa de la utilización de FBs véase el epígrafe 10.5.
- FOX: los requisitos sobre cómo determinar los factores de oxidación. Normalmente se indica la necesidad o no de realizar análisis y los requerimientos sobre la norma a utilizar, el laboratorio o las condiciones de uso del FOX en cada uno de los distintos sectores industriales afectados por la Directiva.

La selección de los niveles de planteamiento se realiza, para flujos fuentes principales, de acuerdo al cuadro del anexo II y Anexo V del Reglamento.

De tal manera que serán aplicables:

CASO A. Cuando se trate de flujos fuente asociados a combustibles comerciales estándar los niveles indicados en el Anexo V del Reglamento, es decir:

Flujo Fuente	Datos de actividad (t)	VCN	FE	Contenido en carbono	FOX	FCON
Combustibles comerciales estándar	4	2a/2b	2a/2b	NA	1	NA
DA: 4	Incertidumbre del 1,5%					
VCN: 2a	Bibliográficos ⁴⁹					
VCN:2b	Reservado para combustibles objeto de intercambios comerciales en cuyo caso el VCN se deducirá de registros de compra siempre que éstos refieran a Normas nacionales o internacionales aceptadas					
FOX: 1	Se aplicará el valor numérico 1					

CASO B. Para el resto de flujos fuente (con independencia de su clasificación) se aplicará de acuerdo al artículo 26 "el nivel más alto de los indicados en el anexo II":

El artículo 26 establece las siguientes excepciones:

- Bajo una justificación de costes irrazonables⁵⁰ podrá rebajarse un nivel para instalaciones tipo C y dos niveles para instalaciones tipo B. Esto aplica igualmente a flujos fuente principales y secundarios.

Nota: la rebaja de los niveles aplica tanto a los que se refieren a los datos de actividad como a los que se refieren a factores de cálculo (FE, VCN, FB, FOX).

- Para flujos fuente de minimis se podrá utilizar o bien, el sistema de niveles, pudiendo elegirse cualquiera de ellos, o bien un sistema de estimación prudente propuesto a la AC.

⁴⁹ De acuerdo al artículo 31 del Reglamento: o bien los del Inventario Nacional, o bien valores bibliográficos acordados con la autoridad competente

⁵⁰ Véase una completa reseña respecto a los costes irrazonables en el epígrafe 12.3.

El sistema de niveles aplicable es, por tanto:

Flujo Fuente	Datos de actividad (t)		FCON	
	VCN		Obligatorio	Rebajado justificadamente
	Obligatorio	Rebajado justificadamente		
Combustibles líquidos y gaseosos	4 (±1,5%)	3 (±2,5%)	-	-
Combustibles sólidos	4 (±1,5%)	3 (±2,5%)	-	-
Proceso. Método carbonatos	3 (±2,5%)	2 (±5%)	-	-
Proceso. Método clinker	2 (±2,5%)	1 (±5%)	1	2
Proceso. CKD	2 (±7,5%)	NA	-	-
Proceso. Carbono no carbonatado	2 (±7,5%)	1 (±15%)	1	2

Nota: en la tabla anterior las cifras en paréntesis se refieren a la incertidumbre requerida en el proceso de determinación de los datos de actividad (t).

Flujo Fuente	FE		VCN		FB		FOX	
	Obligatorio	Rebajado justificadamente	Obligatorio	Rebajado justificadamente	Obligatorio	Rebajado justificadamente	Obligatorio	Rebajado justificadamente
Combustibles líquidos y gaseosos	3	2a/2b	3	2a/2b	2	1	1	2
Combustibles sólidos	3	2a/2b	3	2a/2b	2	1	1	2
Proceso. Método carbonatos	3	-	-	-	-	-	-	-
Proceso. Método clinker	3	-	-	-	-	-	-	-
Proceso. CKD	2	1	-	-	-	-	-	-
Proceso. Carbono no carbonatado	3	1	-	-	-	-	-	-

Nota 1 ⁽⁵¹⁾: resumidamente, para FE: Nivel 1 y 2a representan valores bibliográficos; nivel 2b, valores sustitutivos+correlación empírica; nivel 3, análisis.

Nota 2: resumidamente, para VCN: Nivel 1 y 2a representan valores bibliográficos; Nivel 2b valores de proveedor; Nivel 3, análisis.

⁽⁵¹⁾ Para una reseña completa del significado de los niveles véase el punto 2 del anexo II del Reglamento y los epígrafes correspondientes de los capítulos 8 y 9 de esta Guía.

Nota 3: resumidamente, para FOX: Nivel 1, valor numérico 1; Nivel 2, valores bibliográficos; Nivel 3, análisis.

Nota 4: una explicación pormenorizada del significado de los niveles para emisiones de combustión y proceso, además de las reseñadas aquí, se indican en los epígrafes correspondientes.

Nota 5: la aplicación del sistema de niveles se ajustará además a las circunstancias particulares de cada instalación que, justificadamente, pudieran establecerse y a las referidas en la AEGEI de la misma.

8.4.6. Costes irrazonables

Cuando un titular de instalaciones alegue que la aplicación de una metodología de seguimiento específica genera costes irrazonables, la autoridad competente procederá a evaluar el carácter irrazonable de los costes teniendo en cuenta las justificaciones aportadas por el titular u operador.

Para evaluar estos costes irrazonables el Reglamento establece que:

- Se incurrirá en costes irrazonables cuando la estimación de los costes supere a los beneficios. Dichos beneficios se calcularán multiplicando un factor de mejora por un precio de referencia de 20 EUR por derecho de emisión, y en los costes se incluirá un periodo de amortización adecuado, basado en la vida útil de los equipos.
- El factor de mejora se calculará como la diferencia entre el grado de incertidumbre actual y el umbral de incertidumbre del nivel correspondiente a la mejora, multiplicada por las emisiones medias anuales generadas por el flujo fuente durante los tres últimos años.

La expresión a utilizar para efectuar los análisis de costes razonables es la siguiente:

$$C < P * EM * (U_{con} - U_{req})$$

Donde: C: costes (€/año).

P: precio de los derechos 20€/tCO₂.

EM: emisiones medias del flujo fuente considerado (tCO₂/año).

U_{con}: incertidumbre considerada para el proceso de medición en cuestión. Esta incertidumbre será mayor que la del nivel de planteamiento aplicable.

U_{req}: incertidumbre requerida, correspondiente al nivel de planteamiento.

Cuando se realice una evaluación de costes irrazonables en el que no estén implicados directamente incertidumbres (expresadas en %), el factor de mejora (U_{con}-U_{req}) a considerar será del 1%. Estos análisis estarán encaminados principalmente a evitar costes excesivos para obtener resultados que, con otras aproximaciones, no rebajan la exactitud de los datos. Por ejemplo:

- Exención de medición de determinado parámetro
- Sustitución de factores de cálculo obtenidos por análisis con valores obtenidos por defecto.
- Cambio de la de la frecuencia de los análisis de cada flujo fuente;
- Cambio de los intervalos de calibración y mantenimiento de los instrumentos de medida;

Ejemplo 1. Exención de medición del COT de la materia prima.

Para una reseña completa de la procedencia y posible tratamiento del carbono orgánico presente en la materia prima véase el epígrafe 9.8.

La cantidad de carbono orgánico en la materia prima depende fundamentalmente de la cantera de donde se extraen las materias primas. Su contenido es variable y variable también de otros condicionantes pero su contenido es siempre muy bajo en relación con otros parámetros clave del crudo.

Sea una fábrica en la que el consumo de crudo ha sido respectivamente durante los años 2010-2012: 300.000, 400.000 y 500.000 toneladas.

Nota: este consumo de crudo puede determinarse directamente a través de alguno de los métodos indicados en 9.4 o a partir de la cifra de clinker producido a través de factor crudo clinker de la instalación.

El laboratorio de la fábrica reporta unos contenidos de carbono orgánico de 0,16%, 0,20% y 0,18% respectivamente para los citados años. Dichas medidas son obtenidas de medias mensuales determinadas a partir de muestras diarias de crudo objeto del control de producción de la fábrica.

Por el lado de los beneficios:

En primer lugar, se calcularán las emisiones procedentes de COT multiplicando el contenido en carbono del crudo por el factor estequiométrico correspondiente al carbono 3,664 tCO₂/tC

$$300.000 * 0,16\% * 3,664 = 1758,72 \text{ tCO}_2$$

$$400.000 * 0,20\% * 3,664 = 2931,20 \text{ tCO}_2$$

$$500.000 * 0,18\% * 3,664 = 3297,60 \text{ tCO}_2$$

En segundo lugar, se calculará la media del periodo correspondiente a los tres años y aplicará el factor de mejora del 1% ya que el artículo 18 del Reglamento establece que "...la autoridad competente utilizará un factor de mejora igual al 1% de las emisiones medias anuales de los flujos fuente respectivos durante los tres últimos periodos de notificación"

De tal manera que las emisiones medias correspondientes al periodo 2010-2012 son de 2662,50 tCO₂. Aplicando el factor de mejora del 1%, tenemos: 26.63 tCO₂

En tercer lugar, calculamos el beneficio aplicando a estas emisiones un precio de 20€/tCO₂ lo que supone 26,63 * 20 = 532.6€

Por el lado de los costes:

Deben contabilizarse todos los costes, en base anual, incurridos en el análisis. Estos son:

- Coste anual del análisis en laboratorio acreditado: 200€
- Coste de toma de muestra, que incluya, costos de laborante, costos de procesado homogeneización y composición de las muestras: 2.000€

Lo que hace un total de 2.200€ de costes asociados

Los costes: 2.200€ superan a los beneficios: 532,6€ por lo cual no es razonable proceder a la medida del COT y puede aceptarse la exención a dicha medida.

9. PLAN DE SEGUIMIENTO

Todos los titulares de instalaciones realizarán el seguimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero basándose en un plan de seguimiento (PS) aprobado por la autoridad competente de la Comunidad Autónoma, teniendo en cuenta las características y el funcionamiento de la instalación a la que se aplica.

Ha de tenerse en cuenta que este PS debe ser compatible con el PSM de la instalación y que cualquier cambio que pueda ser considerado relevante, según lo descrito en el apartado 7.5, ya sea del PS hacia el PSM o viceversa teniendo en cuenta que los ciclos de cumplimiento son diferentes.

El PS se complementará con procedimientos escritos que el titular de instalaciones deberá elaborar, documentar, aplicar y mantener, según proceda, en relación con las actividades incluidas en dicho Plan. Estos procedimientos escritos formarán parte de los sistemas de gestión de la fábrica de cemento ya sea de los sistemas de calidad, medio ambiente o cualquier otro relacionado.

El Reglamento 2018/266 posibilita la existencia de un formato electrónico de plan de seguimiento que recoge todos los requisitos descritos en el mismo. El formato electrónico se acompaña de la documentación justificativa necesaria para evidenciar el cumplimiento de los requisitos aplicables. Recordemos que el PS tiene un enfoque por niveles y que la selección de los niveles de planteamiento a cada uno de los flujos fuente es una de las tareas previas fundamentales del mismo.

9.1. DESARROLLO DEL PLAN DE SEGUIMIENTO, PS.

En cualquier caso, la redacción del Plan de Seguimiento observará los siguientes criterios básicos:

- Lo establecido el PSM. Deberá existir una coherencia entre PS y PSM. Como el PS es anterior al PMS, el último se habrá desarrollado en base al primero por lo que la coherencia entre ambos debería garantizarse.
- Conocimiento de la propia instalación tratando de utilizar los datos más robustos y basados en instrumentos fiables y en procesos de control efectivos. Esto posibilitará la construcción del PS más sencillo posible.
- Perspectiva de tercera parte, consistente en que cuando se diseñe el PS se tenga en cuenta las preguntas que el verificador nos planteará en el futuro tratando de dar las repuestas más directas y posibilitando una transmisión de la información sencilla y transparente.
- Perspectiva de cambio, ya que los planes de seguimiento evolucionarán tal y como evolucione el estado del arte y las condiciones de producción.

La siguiente aproximación secuencial puede ser útil cuando se definan planes de seguimiento:

1. Definición de los límites del sistema y división en subinstalaciones (ver epígrafe 7.2). Una vez identificadas las subinstalaciones, es proceso seguirá con los pasos subsiguientes.
2. Determinación de la categoría de la instalación.
3. Identificación y categorización de todos los flujos fuente.
4. Identificación de los niveles de planteamiento aplicables.
5. Identificación de las fuentes de datos que se utilizarán.
 - Para los datos de actividad: báscula puente, báscula dosificadora, cinta, caudalímetro, etc.
 - Para lotes, conocimientos de embarque, stocks, etc.

- Para otros datos proporcionados por terceros: albaranes, registros de entrada, etc.
 - Para análisis de laboratorio: propio o de terceros. Factores de emisión VCNs, etc.
6. Evaluación de si los niveles de planteamiento pueden alcanzarse o si es necesario aplicar algún valor alternativo basado en análisis de costes irrazonables o en métodos alternativos.
 7. Definición de los flujos de datos preferentemente con diagramas de flujo.
 8. Definición de la evaluación de riesgos.
 9. Análisis del resultado de la evaluación de riesgos y tomar acciones en consecuencia⁵².
 10. Redacción del Plan de Seguimiento de acuerdo a las plantillas electrónicas definidas al efecto junto con la documentación justificativa necesaria.

9.2. SELECCION DEL NIVEL DE PLANTEAMIENTO Y EVIDENCIA DEL CUMPLIMIENTO DE LA INCERTIDUMBRE REQUERIDA

Para definir los niveles pertinentes con arreglo al artículo 26 del Reglamento, a efectos de la determinación de los datos de la actividad y de los factores de cálculo, el titular deberá aplicar:

- a) como mínimo los niveles indicados en el anexo V del Reglamento cuando la instalación pertenezca a la categoría A, o cuando se necesite un factor de cálculo para un flujo fuente que sea un combustible comercial estándar, o,
- b) cuando se trate de un supuesto distinto del descrito en la letra a), el nivel más alto de los indicados en el anexo II.

Estos niveles están descritos con detalle en el epígrafe 9.2 de esta guía. Una vez seleccionado el nivel de planteamiento requerido con ayuda del formato electrónico del plan de seguimiento, ¿cómo ha de evidenciarse que se cumple el nivel requerido?

Ha de distinguirse dos situaciones:

- a) Evidencia del cumplimiento de la incertidumbre con la que se miden datos de actividad (cantidades). En este caso las cantidades se miden con instrumentos (básculas, contadores volumétricos...) cuyas incertidumbres se comparan con aquellas requeridas en cada nivel de planteamiento.
- b) Aplicación del sistema de niveles a los factores de cálculo. En este caso el sistema de niveles no se refiere a incertidumbres numéricas sino al grado de exigencia sobre el sistema en que se determina el parámetro factores por defecto, bibliográficos, por análisis, de proveedor, etc.

Consecuentemente la evidencia del cumplimiento de niveles de planteamiento en términos de incertidumbre implica solamente a medidas de cantidades.

⁵² Esta colección de acciones irá encaminada a bajar la incertidumbre asociada (por ejemplo, seleccionando el proceso de medida con una incertidumbre más baja de entre varias alternativas) o a minimizar los riesgos evaluados (por ejemplo, tomando medidas de control interno adicionales)

En medidas de cantidades existen dos casos principales:

CASO A. Instrumentos de medición bajo el control del operador.

En este caso significa que el instrumento está ubicado en sus instalaciones y el operador tiene control sobre su funcionamiento, mantenimiento, verificación y/o calibración. Son los casos mayoritarios en fábricas de cemento, típicamente, básculas puente y basculas dosificadoras.

El caso A su vez puede subdividirse en tres subcasos:

A1. Básculas⁵³ sujetas a control metrológico legal que disponen del dato de incertidumbre. En este caso la incertidumbre expandida del certificado de calibración se compara con la del nivel de planteamiento aplicable.

En las fábricas de cemento la calibración o verificación interna de las básculas puente o básculas dosificadoras se hace teniendo en cuenta las condiciones reales de operación de la misma. Las calibraciones periódicas se realizan in situ y, normalmente, mediante equipos especialmente diseñados para estas operaciones: pesones, cadenas, o incluso mediante paso de material. De esta manera se tienen en cuenta estas condiciones reales de funcionamiento por lo que, si estas condiciones se cumplen, no es necesario considerar ningún factor que mayor el dato de incertidumbre del certificado.

El operador, por su parte, determinará y tendrá en cuenta todas las restantes contribuciones que configuran la cifra de incertidumbre global⁵⁴. En función de las condiciones de operación deberían considerarse al menos: la relacionada con la división de escala o resolución, la de repetibilidad y la de la deriva.

En cualquier otro caso donde no se tengan en cuenta ni las posibles contribuciones adicionales ni las condiciones de operación reales del instrumento deberá considerarse un factor conservador en el sentido indicado en el artículo 28 del Reglamento.

A2. Básculas sometidas a control metrológico legal que no disponen del dato de incertidumbre. Puede suceder que la documentación técnica que soporta las revisiones legales metrológicas de las básculas no indique la incertidumbre de las mismas ni que se dispongan de certificados de calibración aparte. En este caso los errores máximos permitidos están regulados (Orden 22/12/94 y Orden 27/04/1999) en el apartado 3.5.2 UNE 45.501. De acuerdo a la legislación vigente los aparatos sometidos a verificación legal cada dos años incluyen una evaluación de que los errores máximos permitidos están de acuerdo de los rangos permitidos tanto en el caso de ensayo de tara como en el ensayo de repetibilidad descritos en el anexo II de la Orden 27/04/1999 por lo que la superación de dicha verificación periódica es la garantía de que el instrumento de medición, en el caso de básculas, puente cumple los niveles de incertidumbre nivel 4.

A3. Básculas no sometidas a control metrológico legal que disponen del dato de incertidumbre. Por ejemplo, básculas dosificadoras calibradas internamente. Este caso es equivalente al caso A1 en el que la evidencia del cumplimiento del nivel correspondiente se realiza por comparación del valor de la incertidumbre determinado teniendo en cuenta las consideraciones relativas a:

⁵³ Pueden incluirse aquí cualquier otro instrumento de medición, aunque nos referiremos a basculas por ser el más frecuente

⁵⁴ En este caso la incertidumbre global se refiere únicamente a la del instrumento teniendo en cuenta todas las contribuciones necesarias.

- Condiciones reales de funcionamiento del equipo.
- Contribuciones mínimas a la incertidumbre del instrumento.

Con carácter general, debe verificarse que los instrumentos de medida están instalados y funcionan conforme a las especificaciones y ambiente para el que estaban diseñados. La vigilancia del cumplimiento de estas condiciones se establece en la documentación del sistema de gestión de la fábrica.

CASO B. Instrumentos de medición fuera del control del operador.

En este caso significa que el operador NO tiene control sobre su funcionamiento, mantenimiento, verificación y/o calibración. Los casos más frecuentes en fábricas de cemento son básculas puente de puertos, o proveedores desde donde se suministran combustibles o materias primas.

En estos casos las materias primas van acompañadas de albaranes o documentación comercial equivalente en el que aparece inequívocamente:

- El material de que se trata.
- El instrumento (báscula) donde se ha pesado.
- La cantidad obtenida.

Para evidenciar cumplimiento con el nivel de planteamiento debe cumplirse una condición previa que es la independencia entre las partes es decir entre el proveedor y la fábrica de cemento. Esta condición de independencia no debe prevalecer sobre el hecho fundamental de demostrar evidencia a través del certificado de calibración del instrumento de tal manera que la evidencia de su cumplimiento será equivalente a la de los casos A1 y A3 en función del grado de detalle de la información recopilada.

Nota: un caso particular es el de combustibles procedentes de barco en el que se dispone del conocimiento de embarque, en este caso, las cantidades suministradas son las que figuran en dicho documento y, si son suministradas directamente a fábrica, no sería posible asociar una incertidumbre en el sentido de los casos anteriores. En estos casos, de igual manera que para otros parámetros como los factores de cálculo, la documentación relativa a la transacción tiene todas las garantías respecto a su validez y al cumplimiento del sistema de niveles.

10. EMISIONES DE COMBUSTION

Los datos de actividad en relación con las emisiones de combustión se refieren a la cantidad de combustible consumido en la fábrica en actividades cubiertas por la Directiva. De acuerdo a la naturaleza del combustible podrán aplicarse:

- Planteamientos con almacenamiento intermedio, típicos de combustibles principales del horno (coque o hulla) y de combustibles alternativos sólidos. En estos casos tendrá que tenerse en cuenta el efecto de los stocks a principio y fin del periodo de acuerdo a la expresión:

$$DA = \text{Entradas} - \text{Salidas} + (S_{\text{inicial}} - S_{\text{final}})$$

- Planteamientos sin almacenamiento intermedio, es decir, con medición directa del flujo de combustible. Puede utilizarse para combustibles sólidos o más típicamente con combustibles líquidos (gasoil, fueloil o gas natural) o combustibles alternativos líquidos. Normalmente, en estos últimos casos, se emplea como dispositivo un medidor volumétrico cuya incertidumbre, según el caso, debe ser conocida. Las medidas ofrecidas por los contadores serán corregidas, en cada caso, por la densidad del fluido o presión y temperatura en caso de gases. Se tendrán en cuenta los posibles retornos en instalaciones de trasiego de fuel para evitar errores de computación.

10.1. METODOLOGÍA GENERAL EN EMISIONES DE COMBUSTIÓN

El sector cementero español en 2017 consumió un total de 2.276.821 t de combustibles. En términos de energía el 73,4 % corresponde a combustibles tradicionales y el 26,6% a combustibles alternativos. El coque de petróleo representa el 71,2 % del total del mix de combustibles utilizados.

Entre los combustibles alternativos pueden destacarse los neumáticos fuera de uso y los combustibles derivados de residuos CDRs, ambos con una importancia cada vez mayor en la cuota de utilización tanto en términos de datos de entrada como en términos de energía.

Las fórmulas a emplear tanto para los combustibles tradicionales como para los combustibles alternativos son comunes y responden a la siguiente expresión general⁵⁵:

$$\text{Emisiones} = DA * (1 - FB^{56}) * FE_{pre}^{57} * FOX$$

Donde;

DA: datos de actividad, expresados en TJ

FE_{pre}: factor de emisión, expresado en tCO₂/TJ

FOX: factor de oxidación, adimensional

FB: fracción de biomasa, adimensional

⁵⁵ Según 8.3.

⁵⁶ Fracción de biomasa de acuerdo a la definición número 37 del artículo 3 del Reglamento

⁵⁷ Factor preliminar de emisión de acuerdo a la definición número 36 del artículo 3 del Reglamento

Nota: en el caso de que los datos de actividad estén expresados en unidades de energía (TJ) para combustibles sólidos y en Nm³ para gas natural es necesario transformar los datos medidos a la entrada de la fábrica en toneladas a unidades de energía a través de la siguiente fórmula⁵⁸:

$$DA [TJ] = \text{Cantidad de Combustible [toneladas]} * \text{Valor Calorífico neto [TJ/t]}.$$

El factor de emisión, en el caso que figure en unidades homogéneas, podrá obtenerse directamente del informe del análisis del combustible o calcularse a partir del contenido en carbono y VCN que figuren en éste.

10.1.1. Combustibles comerciales estándar

Los niveles aplicables a combustibles comerciales estándar son los siguientes:

Flujo Fuente	Datos de actividad (t)	VCN	FE	Contenido en carbono	FOX	FCON
Combustibles comerciales estándar	Dependiendo del nivel ⁵⁹	2a/2b	2a/2b	NA	1	NA

Nota 1: Combustible comercial estándar es aquel combustible comercial normalizado a nivel internacional que presenta un intervalo de confianza del 95 % para una desviación máxima del 1 % respecto a su valor calorífico especificado, incluidos el gasóleo, el fuelóleo ligero, la gasolina, el petróleo lampante, el queroseno, el etano, el propano, el butano, el queroseno para motores de reacción (jet A1 o jet A), la gasolina para motores de reacción (jet B) y la gasolina de aviación (AvGas).

Nota 2: La lista nominal de combustibles a que se refiere la nota 1 debe entenderse como no exhaustiva de manera que, si se demuestra que el VCN de cierto combustible se mantiene dentro del límite del 1% y presente un intervalo de confianza del 95%, se considerará a éste como combustible comercial estándar.

⁵⁸ Los de actividad para combustibles gaseosos se determinan mediante $AD(TJ) = FQ(Nm^3) * VCN(TJ/Nm^3)$

⁵⁹ Ver cuadro 1 anexo II.

10.1.2. Flujos-fuente principales y secundarios

Los niveles aplicables para factores de cálculo son los siguientes.

Flujo Fuente	FE		VCN		FB		FOX	
	Obligatorio	Rebajado justificadamente	Obligatorio	Rebajado justificadamente	Obligatorio	Rebajado justificadamente	Obligatorio	Rebajado justificadamente
Combustibles líquidos y gaseosos	3	2a/2b	3	2a/2b	2	1	1	2
Combustibles sólidos	3	2a/2b	3	2a/2b	2	1	1	2

Los niveles aplicables para datos de actividad en términos de incertidumbre son los siguientes:

Flujo fuente	Parámetro	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4
Combustión de combustibles y combustibles utilizados como insumo					
Combustibles comerciales estándar	Cantidad de combustible en (t) o (Nm ³)	±7,5%	±5%	±2,5%	±1,5%
Otros combustibles líquidos y gaseosos	Cantidad de combustible en (t) o (Nm ³)	±7,5%	±5%	±2,5%	±1,5%
Combustibles sólidos	Cantidad de combustible en (t) o (Nm ³)	±7,5%	±5%	±2,5%	±1,5%

10.1.3. En flujos-fuente de minimis

En el caso de los datos de actividad y factores de cálculo correspondientes a los flujos fuente de minimis, el titular podrá determinarlos haciendo uso de estimaciones prudentes en lugar de niveles, salvo que pueda alcanzarse, sin esfuerzos adicionales, uno de los niveles definidos.

10.2. DATOS DE ACTIVIDAD. CONCEPTO DE PARTIDA.

Los datos de actividad se emplearán en el cálculo con sus unidades claramente expresadas. Con carácter general:

- Toneladas en el caso de combustibles sólidos.
- Nm³ en caso de gas natural. En algunos casos factores de emisión o VCNs vienen expresados en unidades por 1000 Nm³ lo que se tendrá en cuenta en los cálculos.
- Toneladas o m³ para combustibles líquidos. En estos casos se tendrá en cuenta que los poderes caloríficos vengán dados en unidades homogéneas expresadas en términos de volumen o masa para obtener resultados coherentes.

Los lotes, expresados conforme a algunas de las unidades mencionadas anteriormente, de los que son representativos el poder calorífico, el contenido de carbono, el factor de emisión o cualquier otro atributo útil para el cálculo de las emisiones se denominan partidas. Debe definirse cada partida de manera que los parámetros utilizados en el cálculo representen fielmente las propiedades o atributos del lote al que corresponden.

Esta definición se realizará normalmente por conjuntos homogéneos de propiedades tales como la procedencia, en cuanto a lugar de producción: minas para carbones, refinерías para coque, explotaciones para gas natural. Siempre cabe la posibilidad de definir partida como lotes de combustibles que han sido muestreados de manera representativa, en base a procedimientos documentados y que posibilitan la definición de partidas en fábricas de cemento en los siguientes términos⁶⁰:

- Coque de petróleo suministrado en barco: cada barco si éste es muestreado en el embarque o en el desembarque según normas reconocidas.
- Carbón suministrado en barco: cada barco si éste es muestreado en el embarque o en el desembarque según normas reconocidas.
- Coque de petróleo suministrado por camiones: cada suministrador u origen en periodos de tiempo que habrán de definirse en el Plan de Seguimiento.
- Carbón suministrado por camiones: cada suministrador u origen en periodos de tiempo que habrán de definirse en el Plan de Seguimiento.
- Fuel: cada suministrador en espacios temporales de un año.
- Gas natural: análisis semestral en caso de que se requiera.
- Combustibles alternativos: de acuerdo a la AEGEI en función de su naturaleza.

Nota 1. La partida puede ser definida por propiedades homogéneas de combustible definidas en contratos de aprovisionamiento y controladas o bien expedición o bien en recepción, en tal caso se tendrá en cuenta o bien la cantidad comprada o bien el tiempo de suministro. Se evitará re-muestrear lotes ya muestreados.

Nota 2. La definición de partida, para el control de un combustible medido directamente, sin almacenamiento intermedio, se realizará en conjuntos homogéneos de calidad, en base a las propiedades del combustible a medir. En este sentido, se considerarán todos los datos históricos de control de calidad disponibles para definir la partida del combustible, viendo variaciones temporales de características, etc.

Las consideraciones sobre el concepto de partida son de importancia fundamental en el momento de definir la frecuencia de muestreo y análisis sobre cada flujo fuente. Para una reseña completa respecto a las estrategias de muestreo véase el epígrafe 12.

10.2.1. Humedad en combustibles

Los datos de actividad vienen afectados por la humedad que acompaña al material. Esta humedad debe ser tenida en cuenta en el cálculo por tres razones:

1. La modificación que pueda suponer en la cifra de los datos de actividad. Debe tenerse en cuenta el lugar, la fecha y condiciones de determinación de los datos de humedad a los que se refiere la partida y si éstos pueden haber cambiado debido a las condiciones de almacenamiento o transporte del combustible antes de la entrada en la fábrica.
2. La modificación que puede suponer para el valor calorífico neto que está determinado asumiendo un determinado grado de humedad en la muestra ensayada. Se tendrá en cuenta

⁶⁰ Véase también el epígrafe 12 a este respecto.

por tanto los posibles cambios de humedad del combustible consumido con respecto a los datos del análisis.

3. Por último, la humedad de los stocks cuando realizamos la medición al inicio/final del periodo y como éstas se integran en el cálculo de manera coherente con la de los diferentes lotes de combustible consumidos en la instalación durante el ejercicio.

Debido a la variabilidad de condiciones de suministro y su control, necesidades y tipos de espacios de almacenamiento y sistemas de control de producción, el tratamiento de la humedad seguirá el siguiente criterio general de aplicación a todas las instalaciones:

- La determinación de los datos de actividad, que pueden incluir el efecto de los stocks, se realizará con combustibles húmedos o secos, pero no se mezclarán ambos tipos de datos en un ejercicio. Para la transformación de datos en húmedo o en seco se utilizarán datos de humedad documentados, bien por el suministrador o bien por determinación interna o externa. Se tendrá en cuenta, cuando resulte aplicable, la corrección de los valores de VCN a bases distintas de humedad en caso de que los cálculos se realicen en base húmeda.
- La determinación de los datos de humedad se podrá realizar en un laboratorio interno de fábrica ajustándose a las normas aplicables de gestión de calidad y/o producto.

Las determinaciones de humedad se realizarán preferentemente conforme a un método normalizado. Se aceptarán métodos de determinación de humedad realizados por el laboratorio de la fábrica si estos están descritos en el sistema de gestión de calidad o ambiental certificado de la misma.

Algunas de las normas más utilizadas para la determinación de humedad en combustibles son las siguientes: "ISO 589:08, Hard coal. Determination of total moisture"; "ISO 11465:93, Determination of dry matter and water content on a mass basis. Gravimetric method".

10.2.2. Densidad aparente en combustibles

La medición de stocks en combustibles obliga, con carácter general a integrar medidas de carácter geométrico obtenidas normalmente por topografía con valores de densidad aparente para obtener el peso inicial/final del periodo.

La medida de densidad aparente deberá realizarse de acuerdo a procedimientos documentados en laboratorios externos o en el laboratorio de la fábrica y tendrá en cuenta los siguientes criterios básicos:

- Será representativa del material a que haga referencia y el método de ensayo tendrá en cuenta sus características físicas en especial su granulometría.
- Tendrá en cuenta el tipo de stock respecto a su grado de compactación, forma y altura de apilamiento, cantidad acopiada, etc.

A continuación, se presenta una lista orientativa de normas que podrían aplicarse en el cálculo de las densidades aparentes:

Método de ensayo	Descripción
ISO 567/1995	Coque_ Determinación de la densidad a granel en un pequeño contenedor
ISO 758/1976	Productos químicos para uso industrial- Determinación de la densidad a 20 ° C.
ISO 1013:1995	Coque_ Determinación de la densidad a granel en un contenedor grande.
ISO 1014: 1985	Coque_ Determinación de la densidad relativa verdadera, densidad

	relativa aparente y porosidad.
--	--------------------------------

10.2.3. Determinación y gestión del stock: lifo y fifo.

El cálculo de las emisiones de combustión para combustibles principales en los que se utiliza un planteamiento con almacenamiento intermedio ofrece las siguientes posibilidades en cuanto a la gestión del stock y el cálculo del VCN/FE del combustible remanente:

Lotes en pilas distintas clasificados por procedencias. De esta manera podemos calcular las emisiones con los datos de VCN/FE que corresponden a cada uno de los lotes. El tamaño de los mismos es reducido de manera que es fácil estimar el stock final/inicial mediante pesada del remanente en bascula puente reduciéndose la incertidumbre de su determinación.

Gestión del parque de combustible según LIFO, FIFO o media ponderada. Para situaciones de composición homogénea de las partidas, no debería tener mucha influencia en las emisiones totales a lo largo de un ejercicio.

10.2.4. Aplicación de los niveles de planteamiento para los datos de actividad de combustibles

Se establecen tres categorías en las cuales deben ser clasificados los combustibles empleados en las fábricas:

- Combustibles comerciales estándar.
- Otros combustibles líquidos y gaseosos.
- Combustibles sólidos.

Serán considerados como “combustibles comerciales estándar”, aquellos combustibles cuyo valor calorífico no difiera en más del 1%, con un intervalo de confianza del 95%, en los diferentes análisis que les sean realizados. Si los combustibles usados comúnmente en la industria cementera tales como el coque de petróleo y el carbón cumplen la condición de constancia de su VCN en el 1% se podrán considerar como pertenecientes a la categoría de combustibles comerciales estándar.

Para la aplicación del sistema de niveles acúdase al epígrafe 10.1.1.

10.2.5. Cantidades medidas en básculas. Criterios mínimos de verificación y calibración.

La determinación de datos de actividad de combustible en los que intervengan básculas de proceso, por ejemplo, en planteamientos sin almacenamiento intermedio para combustibles principales o alternativos, implica el control de estos dispositivos de medición para los que el sistema de verificación o calibración seguirá, en función de su naturaleza, los siguientes criterios básicos:

1. Instalaciones con tolva dosificadora sobre células de carga con señal en sala de control. En este caso es posible verificar el funcionamiento de las básculas mediante la descarga parcial de la tolva en contraste con la señal proporcionada por la báscula. En este caso se documentará por parte de la instalación una verificación periódica documentada en la documentación de la instalación.
2. Verificación estática de la báscula dosificadora. Se realizará con una periodicidad al menos anual
3. Calibración de las básculas dosificadoras mediante métodos que permitan el paso de material. Se realizará con una periodicidad al menos anual.

4. Calibración de las básculas dosificadoras mediante métodos que no permitan el paso de material. Se realizará con una periodicidad al menos anual.

10.3. EMISIONES DE COMBUSTION. OBTENCION DEL FACTOR DE EMISION.

El factor de emisión (tCO_2/TJ combustible) correspondiente a cada combustible es medido por el titular de la instalación en un laboratorio acreditado o que cumpla con los requisitos del sistema de niveles aplicable a cada flujo fuente.

Las emisiones son calculadas mediante la fórmula:

$$\text{Emisiones} = DA * FE * FOX$$

Donde;

- DA: datos de actividad, expresados en TJ
FE : factor de emisión, expresado en tCO_2/TJ
FOX: factor de oxidación, adimensional

Para la conversión del contenido de carbono en el valor correspondiente de un factor de emisión de CO_2 o viceversa, el titular aplicará el factor 3,664 tCO_2/tC

10.3.1. Aplicación de los niveles de planteamiento para los factores de emisión de combustibles

El sistema de niveles para emisiones de combustión se define de la siguiente manera:

Nivel 1: se deberá aplicar:

- a) Los factores de referencia indicados del cuadro 1 del anexo VI, es decir, factores bibliográficos.
- b) Cuando no sean aplicables alguno de estos valores bibliográficos podrá utilizarse otros valores constantes de conformidad con el artículo 31, apartado 1, es decir, aquellos valores especificados y garantizados por el proveedor del material, siempre que el titular pueda demostrar a satisfacción de la autoridad competente que el contenido de carbono presenta un intervalo de confianza del 95 % para una desviación máxima del 1 % de su valor especificado. También podrán utilizarse valores basados en análisis realizados en el pasado, siempre que el titular pueda demostrar a satisfacción de la autoridad competente que son representativos de las futuras partidas del mismo material.

Nivel 2a: El titular aplicará los factores de emisión específicos del país para el combustible o material correspondiente, es decir

- a) los factores estándar utilizados por el Estado miembro en el inventario nacional entregado a la Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático;
- b) los valores de la bibliografía acordados con la autoridad competente, incluyendo los factores estándar publicados por esta que, siendo compatibles con los factores indicados en la letra b), puedan aplicarse de forma representativa a unos flujos fuente de combustible más desagregados

Nivel 2b: El titular deducirá los factores de emisión del combustible basándose en alguno de los valores sustitutivos que se indican a continuación, en combinación con una correlación empírica realizada al menos una vez al año de acuerdo con las disposiciones de los artículos 32 a 35 y 39 (basada en análisis).

- a) Medición de la densidad de aceites o gases específicos, incluidos los utilizados comúnmente en la industria del refino o del acero, o bien,
- b) El valor calorífico neto correspondiente a los tipos de carbón específicos.

El titular se asegurará de que dicha comprobación satisface los requisitos de las buenas prácticas de ingeniería y de que se aplica solamente a los valores sustitutivos correspondientes a la gama para la que se haya establecido.

Nivel 3: El titular determinará el factor de emisión de conformidad con las disposiciones pertinentes de los artículos 32 a 35, es decir, basados en análisis.

10.3.2. Uso de factores bibliográficos.

El uso de factores bibliográficos es común en flujos-fuente a los que les sea de aplicación niveles de planteamiento de Nivel 1 menores precisiones o planteamientos alternativos planteados en estos términos.

Las dificultades que ofrece el uso de factores bibliográficos se reducen a encontrar la fuente adecuada para el dato, comprobar si tiene implícito un factor de oxidación y éste es el adecuado. Caben varias posibilidades:

1. Empleo del último inventario nacional más reciente presentado a la Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

Las tablas donde pueden encontrarse los datos sobre VCN (y que puede encontrarse por su denominación más común PCI) y FE se encuentran en las páginas finales de dicho documento en su anexo 8. Existen tablas generales y tablas sectoriales. Se utilizarán preferentemente las sectoriales teniendo la precaución de corregir en cualquier caso el factor de oxidación implícito en caso de que no se corresponda con el que nos exige nuestro nivel de planeamiento. Debe asegurarse que se utiliza el inventario más actualizado.

2. Empleo de los factores de la tabla 1 del Anexo VI del Reglamento. Estos factores se emplean cuando apliquen los niveles de planteamiento correspondientes a las menores precisiones. Se comprobará si los valores de la tabla llevan implícito algún factor de oxidación. Debe tenerse precaución con las unidades en las que viene expresado el VCN (TJ/Gg).
3. El WBCSD publica factores de emisión para combustibles no presentes en alguna de las fuentes reseñadas anteriormente. Cuando se trate de combustibles alternativos las tablas del WBCSD pueden ser una opción factible disponible en el enlace (www.ghgprotocol.org).
4. El artículo 31 del Reglamento ofrece además dos posibilidades adicionales de carácter más general:
 - valores de la bibliografía acordados con la Autoridad Competente y compatibles con los indicados en el número 1.
 - valores basados en análisis realizados en el pasado siempre que pueda demostrarse que son representativos de las futuras partidas de material.

10.3.3. Uso de factores del suministrador.

Si está permitido el uso de factores del suministrador, se utilizará el dato del factor que aparezca en la factura siempre que se cumplan las dos condiciones siguientes:

- Se aplique al lote/partida facturada

- Se haya obtenido de acuerdo a Normas nacionales o internacionales

10.3.4. Aplicación de los niveles de planteamiento para el VCN de combustibles

La determinación del VCN de combustibles de acuerdo al sistema de niveles atenderá a lo siguiente:

Nivel 1: se deberá aplicar:

- a) Los factores de referencia indicados en la sección 1 del anexo VI, es decir, factores bibliográficos o bien
- b) Otros valores constantes de conformidad con el artículo 31, apartado 1, letras d) es decir, aquellos valores especificados y garantizados por el proveedor del material, siempre que el titular pueda demostrar a satisfacción de la autoridad competente que el contenido de carbono presenta un intervalo de confianza del 95 % para una desviación máxima del 1 % de su valor especificado. También podrán utilizarse valores basados en análisis realizados en el pasado, siempre que el titular pueda demostrar a satisfacción de la autoridad competente que son representativos de las futuras partidas del mismo material.

Nivel 2a: El titular aplicará los factores de emisión específicos del país para el combustible o material correspondiente, es decir:

- a) los factores estándar utilizados por el Estado miembro en el inventario nacional entregado a la Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático;
- b) los valores de la bibliografía acordados con la autoridad competente, incluyendo los factores estándar publicados por esta que, siendo compatibles con los factores indicados en la letra b), puedan aplicarse de forma representativa a unos flujos fuente de combustible más desagregados

Nivel 2b: En el caso de combustibles objeto de intercambios comerciales, se aplicará el valor calorífico neto deducido de los registros de compra proporcionados por el proveedor del combustible, siempre que se haya deducido con arreglo a las normas nacionales o internacionales aceptadas.

Nivel 3: El titular determinará el valor calorífico neto de conformidad con los artículos 32 a 35, es decir por análisis.

10.4. EMISIONES DE COMBUSTION. OBTENCION DEL FACTOR DE OXIDACION.

La determinación del FOX de acuerdo al sistema de niveles atenderá a lo siguiente:

Nivel 1: El titular aplicará un factor de oxidación de 1.

Nivel 2: El titular aplicará los factores de oxidación, de conformidad con el artículo 31, apartado 1, letras b) o c)⁶¹.

Nivel 3: En el caso de los combustibles, el titular determinará los factores específicos de la actividad a partir de los correspondientes contenidos de carbono de las cenizas, efluentes y otros residuos y

⁶¹ b) los factores estándar utilizados por el Estado miembro en el inventario nacional entregado a la Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

c) los valores de la bibliografía acordados con la autoridad competente, incluyendo los factores estándar publicados por esta que, siendo compatibles con los factores indicados en la letra b), puedan aplicarse de forma representativa a unos flujos fuente de combustible más desagregados.

subproductos, y de otras variantes de carbono gaseoso oxidado de forma incompleta, excepto el CO. Los datos de composición se determinarán de acuerdo con los artículos 32 a 35, es decir basados en análisis.

10.5. BIOMASA Y FRACCIONES DE BIOMASA

En las fábricas de cemento españolas se consumen como combustibles constituidos por un 100% de biomasa principalmente: harinas animales y residuos agrarios y forestales (según las líneas correspondientes del cuadro 1 anejo VI del Reglamento MRR).

De acuerdo al artículo 38 del Reglamento de ejecución 2018/2066 el factor de emisión de la biomasa es cero. Asimismo, la Directiva 2003/87/CE señala en su Anexo IV que el factor de emisión de la biomasa es cero. Por lo tanto, la biomasa, en todo caso, se considera neutra en emisiones.

En el caso de combustibles mezclados⁶² cuando estos combustibles tengan una fracción de biomasa, esta debe calcularse para restar las emisiones a que dé lugar de acuerdo al concepto de factor de emisión preliminar indicado en el Reglamento MRR.

Una buena estimación de las emisiones de CO₂ procedentes de la biomasa utilizada en las fábricas de cemento españolas es el cálculo del CO₂ que se deja de emitir por la utilización de combustibles fósiles a los que sustituyen combustibles con biomasa. En el sector cementero español el combustible fósil habitualmente utilizado es el coque de petróleo. Por tanto, para calcular el CO₂ que se ha dejado de emitir por el uso de biomasa se puede calcular la energía aportada por esta biomasa y la cantidad de coque de petróleo a la que equivaldría. A partir de ese dato y del FE del coque de petróleo propio de la fábrica se calcula fácilmente el CO₂ evitado por el uso de biomasa. Esta es la metodología utilizada en las estadísticas sectoriales disponibles en OFICEMEN⁶³.

Las fracciones de biomasa pueden presentarse en combustibles, pero también pueden presentarse en las materias primas. En algunos casos materiales descarbonatados pueden tener carbono no carbonatado residual (de manera equivalente al carbono no carbonatado de la materia prima descrito en 11.8). En estos casos, las emisiones a que dé lugar esta fracción de biomasa deberán descontarse, entendiendo que las biomazas neutras en emisiones descritas en el cuadro 1 del Reglamento son también aplicables en este caso

De acuerdo al artículo 39.2 del Reglamento cuando el titular deba llevar a cabo análisis para determinar la fracción de biomasa lo hará sobre la base de una norma pertinente y de los métodos analíticos incluidos en ella siempre que su uso esté autorizado por la autoridad competente. En el caso de los NFUs existe una norma nacional, la UNE 80.602, complementaria a normas europeas que son de aplicación más específica por razones de orden técnico basadas en una aproximación sectorial. Ésta incluye, tanto las frecuencias de muestreo, como el método de análisis, ofreciendo una aproximación global a dicho flujo fuente.

Recordemos que la fracción de biomasa se refiere al porcentaje de masa de carbono procedente de biomasa, respecto a la masa total de carbono en una muestra. El procedimiento específico para determinar la fracción de biomasa de un combustible o material específico, incluido el procedimiento de muestreo, será acordado con la autoridad competente antes del comienzo del período de notificación en el que se aplicará y se ajustarán a un método normalizado, de haberlo, que limite el margen de error en el muestreo y la medición y cuya incertidumbre de medición sea conocida.

⁶² Combustibles que contiene tanto biomasa como carbono fósil, según punto 34 del artículo 3 del Reglamento MRR.

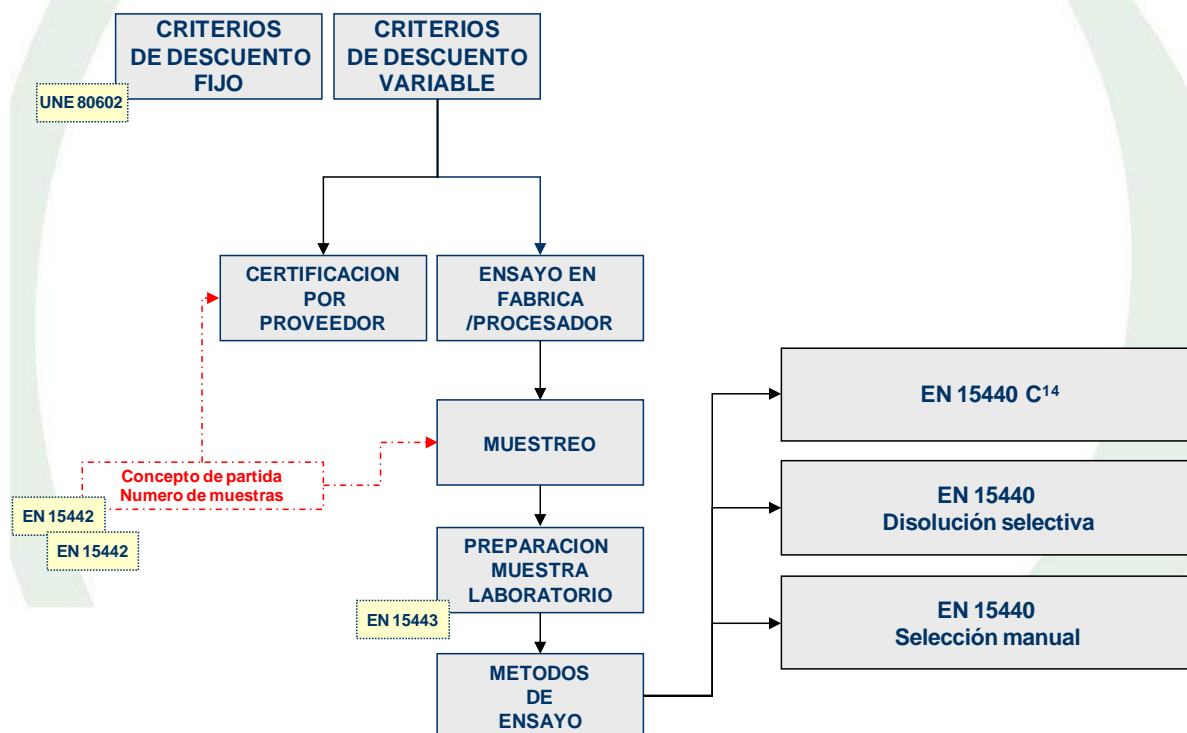
⁶³ <https://www.oficemen.com/shop/>

Ante la variabilidad de combustibles alternativos que pueden consumirse actualmente en las fábricas de cemento, se proponen en este documento un abanico de métodos que pueden ser utilizados para realizar el descuento de la fracción de biomasa en función de la naturaleza del residuo.

Los métodos de descuento de fracciones de biomasa se han agrupado en dos categorías genéricas en función de la metodología utilizada para diseñar el plan de muestreo aplicable:

1. Criterios de descuento fijo: en los que a partir de un modelo estadístico y para un periodo de tiempo fijo (durante el que el valor determinado es válido) se determina la fracción de biomasa para todas las fábricas que utilizan dicho combustible en el que, además, las emisiones relacionadas deben cumplir una serie de características. Un ejemplo de la aplicación de este criterio es el utilizado para los neumáticos fuera de uso según la Norma UNE 80.602.
2. Criterios de descuento variable: estos métodos proponen un método de muestreo ad-hoc para cada tipo de combustible en función de la naturaleza del mismo, de la categoría de las emisiones y de otras consideraciones técnicas relacionadas con el método de medición de los datos de actividad. Este método de muestreo estará incluido en el plan de muestreo general de la fábrica de acuerdo a lo indicado en el artículo 33 de las directrices de monitorización.

En cualquiera de los dos casos pueden utilizarse varios métodos de ensayo dependiendo de la naturaleza del residuo. En la figura 1 se indica el esquema metodológico seguido en tres etapas:



Una vez definido el lote o partida (tanto en el enfoque de certificación por proveedor como en el de ensayo en proveedor/fábrica) se procederá, en este último caso, a realizar el muestreo de acuerdo a los preceptos de la norma EN 15.442, a preparar la muestra de laboratorio conforme a la norma EN 15.443 y a realizar la determinación de la fracción de biomasa mediante algunos de los métodos propuestos en el Anexo II.

10.5.1. Criterios de descuento fijo

Este método se utiliza a nivel nacional para realizar el descuento de biomasa de los neumáticos fuera de uso y está regulado por la Norma UNE 80.602. Para una reseña completa del método de muestreo y ensayo acúdase a dicha Norma.

10.5.2. Criterios de descuento variable.

Para establecer un método de descuento de fracción de biomasa variable en función de la naturaleza de los residuos consumidos caben dos planteamientos:

- **Métodos de certificación por proveedor.** En casos particulares y, de acuerdo a procedimientos incluidos en el plan de muestreo, podrá establecerse un cálculo de la fracción de biomasa, basándose en los datos de actividad del combustible, mediante un conocimiento de la composición de mismo en origen certificado por el proveedor o proveedores.
- **Métodos para Combustibles Derivados de Residuos (CDRs).** Nos referiremos, en este capítulo, a combustibles derivados de residuos, o tal y como se refieren las directrices, de una manera general a, combustibles mezclados⁶⁴ o materiales mezclados referenciado indistintamente a unos o a otros. En el caso general de cualquier combustible alternativo con fracción de biomasa y en el caso particular de CDRs, ésta se podrá determinar mediante un muestreo representativo del material para el que se definirá el método de muestreo y frecuencia. Este método de muestreo se basará en procedimientos documentados y con carácter general será propio del combustible y de la instalación y al concepto de partida que se determine.
- **Métodos para MMPP u otros combustibles distintos de los CDR.** La fábrica podrá plantear un cálculo de fracción de biomasa de combustibles o de MMPP para el crudo basados en análisis que respeten las periodicidades del artículo 35 del Reglamento y que hayan sido incluidos en el PS.

10.5.3. Método de certificación por proveedor.

Estos métodos son aplicables a combustibles en los que el proveedor pueda certificar, para cada lote o partida que se determine la proporción de material asociado a carbono biogénico diferenciadamente del resto.

Este método es de aplicación, de forma general, a los serrines impregnados en los que la proporción de serrín limpio es la que debe contabilizarse con un factor de emisión cero. En este caso el porcentaje de serrín limpio presente en cada partida de serrín impregnado será determinado por el suministrador a partir de los partes de producción y comunicado oficialmente a la instalación mediante un escrito firmado por el responsable de planta del suministrador.

10.5.4. Métodos para combustibles derivados de residuos.

Para el muestreo de CDRs tendremos en cuenta dos variables principales: categoría de las emisiones y concepto de partida.

⁶⁴ Definiciones (32) y (33) del Reglamento UE sobre el seguimiento y notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero.

En primer lugar, los métodos de muestreo dependerán de la categoría de las emisiones del flujo fuente correspondiente, entendiendo flujo fuente en este caso como la emisión procedente de todos los residuos considerados como combustibles mezclados con fracciones de biomasa.

La categoría de fuente se refiere a la clasificación de flujos-fuente en minimis, secundaria o principal de acuerdo a lo establecido en el epígrafe 8.4 de esta guía y contabilizando, para dicha clasificación, el carbono fósil únicamente.

De acuerdo a este principio cabe distinguir dos situaciones:

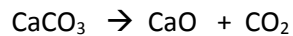
1. CDRs que constituyen fuente de minimis.
2. CDRs que constituyen fuentes secundarias o principales.

Por su entidad, el desarrollo de la metodología de cálculo de las fracciones se presenta en el Anexo I de esta guía.

11. EMISIONES DE PROCESO

11.1. METODOLOGÍA GENERAL EN EMISIONES DE PROCESO

El origen de las emisiones de proceso es la descarbonatación de materias primas por la cual se disocian térmicamente las moléculas de carbonato cálcico y carbonato magnésico presentes en el crudo de acuerdo a las siguientes reacciones químicas:



El proceso de disociación térmica de las moléculas de carbonato tiene lugar en el proceso de cocción del crudo, previo a la formación de los compuestos hidráulicos del clinker.

El punto 9 del Anexo IV del Reglamento establece que las emisiones de proceso se calcularán determinando la cantidad de carbonatos a la entrada del horno, y relacionándolos de forma estequiométrica con el CO₂ de disociación (método de cálculo A) o con la cantidad de clinker producido (método de cálculo B).

Esta guía desarrolla, adicionalmente, metodologías de seguimiento que, basándose en los métodos del Reglamento, superarán las dificultades técnicas de su aplicación real a las instalaciones. Las variaciones a los métodos tienen que ver con la sistemática utilizada para obtener los datos de actividad o los factores de cálculo, dependiendo de las particularidades de cada instalación, siendo todos ellos válidos, precisos y exactos de acuerdo al Reglamento.

Las emisiones de proceso pueden variar, de una instalación a otra en función de la presencia o uso de materia descarbonatada en la materia prima. El tratamiento de materia prima descarbonatada y de otro tipo de cálculos adicionales a los del Reglamento se discuten también en los siguientes epígrafes.

La fórmula genérica⁶⁵ para el cálculo de las emisiones de proceso aplicable a cualquier método de cálculo es la siguiente:

$$\text{Emisiones}_{\text{proceso}} = \text{CO}_2 \text{ emisiones clinker} + \text{CO}_2 \text{ polvo} + \text{CO}_2 \text{ emisiones carbono orgánico de la materia prima}^{66}$$

Donde:

Con carácter general, cada uno de los tres sumandos anteriores, se calculan de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Emisiones}_{\text{proceso}} = \text{DA} * \text{FE} * \text{FCON}$$

Donde;

DA: datos de actividad, expresados en t

FE: factor de emisión, expresado en tCO₂/t

FCON: factor de conversión, adimensional

⁶⁵ Los términos de esta fórmula se aplicarán en función de las circunstancias particulares de la instalación, es decir, no siempre se aplicará las emisiones de polvo ni las emisiones de carbono orgánico de la materia prima.

⁶⁶ En ocasiones, algunas MMPP descarbonatadas pueden contener carbono orgánico procedente de biomasa parcial o totalmente

11.1.1. Flujos-fuente principales

Los Niveles a aplicar de acuerdo al Reglamento se resumen en el siguiente cuadro:

Flujo fuente	Datos de Actividad		Factor de emisión	Contenido en carbono	Factor de oxidación	Factor de conversión
	Cantidad de material	VCN				
Basado en los materiales de entrada en el horno (método A o crudo)	3	n.a.	1	n.a.	n.a.	1
Producción de clínker (método B o clinker)	2	n.a.	3	n.a.	n.a.	1
Polvo de horno de cemento (CKD) ⁶⁷	2	n.a.	2	n.a.	n.a.	n.a.
Carbono no carbonatado	2	n.a.	2	n.a.	n.a.	1

Para los datos de actividad, en términos de incertidumbre:

Flujo fuente	Parámetro	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4
Producción de cemento sin pulverizar (clinker)					
Basado en los materiales de entrada en el horno (método A o crudo)	Cantidad de material de entrada al horno correspondiente (t)	±7,5%	±5%	±2,5%	
Producción de clínker (método B o clinker)	Clinker producido (t)	±5%	±2,5%		
Polvo de horno de cemento (CKD)	CKD o polvo desviado (t)	n.a.	±7,5%		
Carbono no carbonatado	Cada materia prima (t)	±15%	±7,5%		

11.1.2. Flujos-fuente secundarios y de minimis

Todos los flujos-fuente de proceso resultan clasificados como principales por lo que este epígrafe no resulta de aplicación práctica.

11.2. DATOS DE ACTIVIDAD EN EMISIONES DE PROCESO, CONSIDERACIONES PARTICULARES.

11.2.1. Tratamiento de la humedad

Los datos de actividad vienen afectados por la humedad que acompaña a las materias primas. Esta humedad, que es variable, depende de la naturaleza de la materia prima de su proceso de extracción y almacenamiento y debe ser tenida en cuenta en el cálculo por dos razones:

⁶⁷ En caso de existir un flujo fuente referido al CKD podría ser fácilmente una fuente de minimis y por tanto ser de aplicación un sistema no basado en niveles en este caso particular.

1. La modificación que pueda suponer en la cifra de los datos de actividad. Debe tenerse en cuenta el lugar, la fecha y las condiciones de determinación de los datos de humedad a los que se refiere la partida y si éstos pueden haber cambiado debido a las condiciones de almacenamiento o transporte del material antes de la entrada en la fábrica.
2. En segundo lugar, la humedad de los stocks cuando realizamos la medición al inicio/final del periodo y como éstas se integran en el cálculo de manera coherente con la de los diferentes lotes de material consumidos en la instalación durante el ejercicio.

El tratamiento de humedad de la materia prima seguirá los siguientes criterios básicos:

- El tratamiento de los datos de actividad, que pueden incluir el efecto de los stocks, se realizará con materiales húmedos o en base seca pero no se mezclarán ambos tipos de datos en un ejercicio. El muestreo para la obtención de la humedad se efectuará según lo especificado en el sistema de gestión de calidad de la instalación.
- La determinación de los datos de humedad se podrá realizar en un laboratorio interno de fábrica siempre que éste se encuentra sujeto a las exigencias de las normas de gestión de calidad y/o productos aplicables.

Podrán utilizarse las siguientes normas de carácter orientativo:

Materias	Posible tipo de ensayo	Laboratorio
Caliza	UNE EN 1097-5	Interno
Yeso	--	Interno
Cenizas	UNE 83431:1992	Interno
Escorias	UNE 83488:96 EX o UNE 83488:96 EX/1M EX	Interno
Sulfato ferroso	--	Interno
Cementos	UNE 80220-2000	Interno
Clinkeres	--	Interno
Harina de crudo	UNE 80220-2000.	Interno

11.2.2. Tratamiento de la densidad

La medición de stocks en materias primas obliga, con carácter general a integrar medidas de carácter geométrico obtenidas normalmente por topografía con valores de densidad aparente para obtener el peso inicial/final del periodo.

La medida de densidad aparente deberá realizarse de acuerdo a procedimientos documentados en laboratorios externos o en el laboratorio de la fábrica y tendrá en cuenta los siguientes criterios básicos:

- Será representativa del material a que haga referencia y el método de ensayo tendrá en cuenta sus características físicas en especial su granulometría.
- Tendrá en cuenta el tipo de stock respecto a su grado de compactación, forma y altura de apilamiento, cantidad acopiada, etc.

De modo orientativo, las series estadísticas analizadas en el sector presentan los siguientes datos de densidad por tipo de material y almacenamiento:

	Media (g/cm ³)	Desviación típica
Clinker (nave y silo)	1,460	+0,17

Cemento (silo)	1,209	+0,32
Yeso (acopio)	1,173	+0,23
Sulfato ferroso (acopio)	1,021	+0,54
Puzolana (acopio)	1,278	+0,07
Ceniza volante (silo)	1,129	+0,58
Caliza (acopio)	1,521	+0,30
Filler calizo (acopio)	1,6	+0,12
Polvo de filtro (silo)	0,5	+0,20
Material refractario (acopio)	1,3	+0,10
Marga (acopio)	1,502	+0,020
Escoria (acopio)	1,390	+0,270

11.3. DATOS DE ACTIVIDAD, MÉTODO CLINKER.

En cualquiera de las tres variantes de cálculo del método de clinker que se presentan en el apartado 9.3.1 el clinker producido se obtiene como sumando de varios factores entre los que se incluyen:

- Datos obtenidos mediante básculas puente. Por ejemplo, salidas de cemento o entradas de clinker comprado.
- Datos obtenidos mediante básculas de proceso. Por ejemplo, adiciones de polvo de filtro o adiciones procedentes de canteras propias cuya fracción empleada en adiciones no ha sido pesada previamente en básculas puente.
- Datos procedentes de determinación de stocks de adiciones, cemento o clinker cuyos métodos de medición pueden variar desde determinación con pesones, medición de nivel en silos o determinaciones topográficas en naves o exteriores. Estas últimas pueden realizarse con ayudas de niveles láser en los puentes grúa o similares o el uso de drones.

Se trata pues, de medidas con una incertidumbre conocida (o que puede ser determinada) de manera individual que se suman para obtener la cantidad del clinker producido que es a la que aplica el nivel de planteamiento correspondiente a los datos de actividad del flujo fuente proceso de acuerdo al nivel correspondiente.

11.3.1. Método clinker. Datos de actividad.

Para la determinación de los datos de actividad podrán utilizarse cualquiera de las variantes de cálculo siguientes:

Métodos de cálculo o variantes:	Descripción:
Clinker. Salida del enfriador	Se calcula la cantidad de clinker producido mediante una báscula ubicada a la salida del enfriador y previo al almacenamiento.
Clinker. Molienda de cemento.	<p>Se calcula la cantidad de clinker consumido en las básculas de alimentación a los molinos de cemento. Se aplicará la siguiente fórmula:</p> $\text{clinker consumido [t]} = \text{clinker molido-entradas[t]} + \text{salidas[t]} + \text{variación stock[t]}$ <p>Este clinker consumido representa, a efectos de cálculo, el clinker producido en la instalación durante el periodo de notificación</p>
Clinker. Expedición de cemento por tipo.	<p>A partir de las entregas de cemento utilizando la fórmula siguiente (balance de materiales teniendo en cuenta el clinker expedido, los suministros de clinker y la variación de las existencias de clinker):</p> $\text{clinker producido [t]} = ((\text{entregas de cemento [t]} - \text{variación de las existencias de cemento [t]}) * \text{relación clinker/cemento [t clinker/t cemento]}) - (\text{clinker suministrado [t]}) + (\text{clinker expedido [t]}) - (\text{variación de las existencias de clinker [t]})$ <p>La relación cemento/clinker se obtendrá, mediante análisis de laboratorio, para cada uno de los diferentes productos de cemento o bien se calculará a partir de la diferencia de las entregas de cemento, de los cambios de las existencias y de todos los materiales utilizados como aditivos del cemento, incluidos el polvo desviado y el polvo del horno de cemento.</p>
Clinker. Expedición de cemento global.	<p>Cantidad de clinker producido mediante la cantidad de cemento producido en global, no por diferentes tipos de cemento.</p> $\text{clinker producido [t]} = \text{cemento expedido [t]} \pm \text{variación existencias de cemento[t]} - \text{adiciones empleadas[t]} \pm \text{variación stock adiciones[t]} - \text{entradas clinker[t]} + \text{ventas clinker} \pm \text{variación stock clinker [t]}$ <p>El dato de las adiciones empleadas se obtendrá por balance de masas, o mediante determinación analítica. Siendo este último caso aplicable a la caliza consumida, que puede ser calculada determinando el CO₂ de los cementos y considerando la riqueza media de CO₂ en la caliza empleada.</p>

11.3.2. Contribución de incertidumbre en adiciones, clinker y cemento expedido en sacos. Casos particulares.

El cálculo de la incertidumbre con la que se determina el dato de actividad puede presentar algunos casos particulares:

En caso de que flujos de materiales tales como las salidas de cemento o entradas de adiciones intervenga en el cálculo de otros de rango superior, por ejemplo, en el cálculo del clinker producido en el método B, se plantea el problema de que debemos demostrar numéricamente que se cumple la incertidumbre que aplica al clinker producido que está definida por el nivel de planteamiento correspondiente. Entonces, ¿cuál es la contribución, en términos de incertidumbre, de las adiciones? Caben dos posibilidades:

1. Que, aunque no sea necesario obtener el dato de incertidumbre del material (en nuestro ejemplo, las adiciones) lo podamos obtener fácilmente ya que se pesan en una báscula de incertidumbre conocida (ya sea propia o ajena). Esta incertidumbre asociada al proceso de medición será la contribución de las adiciones en el proceso de propagación de errores para obtener la incertidumbre del clinker producido.
2. Que no podamos obtener el dato directamente por utilizarse básculas de proveedores o transacciones por barco o ferrocarril. En este caso deberemos estimar la incertidumbre por analogía al sistema de medición propio más afín.

Por ejemplo, si se utilizan básculas puente ajenas podemos utilizar rangos de incertidumbre de básculas puentes propias.

En caso de no poder acogernos a alguna de estas dos posibilidades podremos utilizar el siguiente cuadro orientativo de incertidumbres:

DISPOSITIVO DE MEDICIÓN	MEDIO	CAMPO DE APLICACIÓN	MARGEN DE INCERTIDUMBRES HABITUALES
Contador de orificio	Gas	Diversos gases	± 1-3 %
Contador Venturi	Gas	Diversos gases	± 1-3 %
Flujómetro ultrasónico	Gas	Gas natural/gases varios	± 0,5-1,5 %
Contador rotativo	Gas	Gas natural/gases varios	± 1-3 %
Contador de turbina	Gas	Gas natural/gases varios	± 1-3 %
Flujómetro ultrasónico	Líquido	Combustibles líquidos	± 1-2 %
Contador de inducción magnética	Líquido	Fluidos conductores	± 0,5-2 %
Contador de turbina	Líquido	Combustibles líquidos	± 0,5-2 %
Báscula de camiones	Sólido	combustibles/mat. primas/cemento	± 0,5-1 %
Báscula de ferrocarril (trenes en movimiento)	Sólido	combustibles/mat. primas/cemento	± 1-3 %
Báscula de ferrocarril (un solo vagón)	Sólido	combustibles/mat. primas/cemento	± 0,5-1,0 %
Barco (desplazamiento)	Sólido	combustibles/mat. primas/cemento	± 0,5-1,0 %

Cemento ensacado

El cemento ensacado es un caso particular expedición en fábricas de cemento. De acuerdo a este planteamiento, si las salidas de cemento ensacado son muestreadas de manera homogénea mediante un procedimiento documentado⁶⁸, se asumirá que la incertidumbre será equivalente al dispositivo de medición encargado de comprobar dichos pesos o a la báscula de salida de la instalación

11.3.3. Determinación de stocks

La medición de stocks en materias primas, cemento o clinker obliga, con carácter general a integrar medidas de carácter geométrico con valores de densidad aparente para obtener el peso inicial/final del periodo.

La medida de densidad aparente deberá realizarse de acuerdo a procedimientos documentados y mediante laboratorios externos o en el laboratorio de la fábrica, y tendrá en cuenta los siguientes criterios básicos:

- Será representativa del material a que haga referencia y el método de ensayo tendrá en cuenta sus características físicas en especial su granulometría.
- Tendrá en cuenta el tipo de stock respecto a su sistema de almacenamiento (silo, nave o exterior) grado de compactación, forma y altura de apilamiento, cantidad acopiada, etc.
- En caso de mediciones internas de stocks en naves el procedimiento documentará al menos los siguientes puntos:
 - Dimensiones de la malla de medida.
 - Procedimiento y dispositivo de toma de alturas.
 - Cálculo de incertidumbre asociado.
- En caso de que la medición de stocks no se realice el último/primer día del periodo de notificación se podrá realizar en una fecha distinta siempre que se compense el balance de entradas/salidas desde la fecha de medición a la fecha de inicio/fin del ejercicio.

11.3.4. Tratamiento del CKD

El CO_2 polvo lo deberán calcular aquellas instalaciones en las que los flujos de material abandonen el circuito con descarbonataciones parciales que es necesario considerar.

La fábrica justificará en el Plan de Seguimiento y en la documentación de la fábrica los puntos del circuito donde el material pueda descargarse identificando cantidades y grado de descarbonatación.

Los cálculos de las emisiones del polvo de filtro disponen de dos niveles de planteamiento:

- Nivel 1: con respecto a los datos de actividad, el CKD se estimará según las directrices sobre mejores prácticas de la industria. Con respecto al factor de emisión se utilizará un factor fijo de $0,525 \text{ tCO}_2/\text{t}_{\text{CKD}}$.

⁶⁸ Podrá utilizarse la sistemática de control establecida en el Reglamento de la Marca N de cementos o la del mercado CE.

- Nivel 2: Con respecto a los datos de actividad, el CKD se determinará con una incertidumbre mínima del 7,5%. Con respecto al factor de emisión, éste se calculará con arreglo al grado de calcinación y composición del polvo que se determinará al menos una vez al año con arreglo a los artículos 32 a 35 del Reglamento. La relación entre el grado de calcinación del CKD y las emisiones de CO₂ por tonelada de CKD no es lineal. Puede conseguirse una aproximación con la fórmula siguiente:

$$FE_{CKD}(tCO_2/t_{CKD}) = \frac{\frac{FE_{clinker}(tCO_2/tck) * d}{1 + FE_{clinker}(tCO_2/tck)}}{1 - \frac{FE_{clinker}(tCO_2/tck) * d}{1 + FE_{clinker}(tCO_2/tck)}}$$

Donde $t_{ck}=t_{clinker}$ y d =grado de calcinación del CKD

- Nivel 3: el nivel 3 no será aplicable al factor de emisión.

11.3.5. Descuento por cenizas de combustibles

El clinker producido incluye las cenizas aportadas por los combustibles introducidos en el horno que no son emisores de CO₂ y por tanto pueden ser descontados. El descuento se realizará de acuerdo a lo que se describa en el PS y de acuerdo a los siguientes criterios básicos:

- Podrán descontarse las cenizas de todo tipo de combustibles introducidos en el horno por quemador principal o precalcinador.
- Para calcular la cantidad de cenizas a descontar deberá ponderarse el contenido de cenizas de cada uno de los combustibles por la cantidad consumida en el periodo de seguimiento interno (típicamente mensual).
- El porcentaje de cenizas podrá obtenerse mediante un análisis inmediato o elemental para cada combustible. El tipo de análisis y el laboratorio utilizado será el especificado en la AEGEI. No podrán descontarse cenizas de combustibles que no estén analizados.
- Tendrá que indicarse el origen de los datos de consumo de combustible y su contribución, en términos de incertidumbre, al dato del clinker producido.

11.3.6. Descuento por aditivos

El cemento expedido incluye aditivos que no son emisores de CO₂ y por tanto pueden ser descontados. El descuento se realizará de acuerdo a lo que se describa en el PS partiendo de los siguientes criterios básicos:

- Podrán descontarse aditivos sólidos de todo tipo justificando en el PS el comportamiento de dicho aditivo respecto a su permanencia en el cemento expedido. En este sentido, no podrán descontarse aditivos líquidos si no son capaces de medirse con las mismas garantías de un sólido y su permanencia en el cemento se justifica debidamente.
- Para calcular la cantidad a descontar se calculará el consumo de cada aditivo en el periodo de seguimiento interno (típicamente mensual). Se justificará el origen de este dato así como la contribución que, en términos de incertidumbre, tendrá sobre el dato del clinker producido.

11.4. DATOS DE ACTIVIDAD, MÉTODO CARBONATOS.

El método de los carbonatos consiste en calcular las emisiones de proceso por medición de atributos del crudo.

A efectos de asignación la fase VI del RCDE, exige conocer las cantidades efectivamente producidas de clinker. Este es un dato que puede aparecer en los informes de verificación calculadora a través de la relación crudo/clinker, para establecer los requisitos de monitorización requeridos por el PMS e este respecto, véase el cuadro niveles de actividad del clinker en 1.4.

El método de carbonatos puede presentar las siguientes variantes:

11.4.1. Método A1. Carbonatos. Molienda de crudo.

Para determinar el material entrante al horno se utilizarán las básculas de alimentación al molino de crudo, con una incertidumbre global conjunta definida por el nivel de planteamiento.

Una subvariante de este método consiste en aplicar lo descrito en el Reglamento y que se refiere a que la cantidad neta de harina de crudo puede determinarse mediante una relación empírica crudo/clinker específica del emplazamiento, que debe actualizarse una vez al año como mínimo aplicando las directrices sobre mejores prácticas de la industria, la incertidumbre, de igual manera, sería la definida por el nivel de planteamiento.

11.4.2. Método A2. Carbonatos. Alimentación de crudo.

Se utilizarán los datos de la báscula de alimentación de crudo al intercambiador, con una incertidumbre máxima definida por el nivel de planteamiento y se corregirán con el factor de eficiencia de la primera etapa de la torre de ciclones.

Se calculará el crudo entrante al horno teniendo en cuenta el factor de eficiencia de la torre que determinará mediante pesada estática en marcha directa del horno con la participación de una tercera parte independiente una vez por periodo y siempre que se produzcan cambios en las condiciones de operación que puedan afectar a ese factor de eficiencia.

11.4.3. Método A3. Carbonatos. Balance de masas.

El crudo consumido se calcula mediante un balance de masas de materias primas que entran a la fábrica.

$$\text{Crudo consumido} = \text{entrada de materias primas} - \text{salidas de materias primas} + \text{stock inicial de crudo} + \text{stock inicial de materias primas} - \text{stock final de crudo} - \text{stock final de materias primas}$$

Donde:

Las entradas y salidas de materia prima se calcularán mediante pesada de los camiones que las transportan en básculas de materias primas (<1% de incertidumbre).

Medición de stocks. (<10% de incertidumbre)

Para el cálculo del crudo que entra realmente al horno se aplicará la siguiente expresión:

$$\text{Crudo alimentado al horno} = \text{crudo consumido} - \text{crudo desviado al molino de cemento.}$$

La cantidad de crudo desviado al molino de cemento será el resultado de la cantidad de crudo que recupera el filtro del horno (t/h) por las horas que se encuentre parado el molino de crudo. La cuantificación de este polvo se determinará periódicamente mediante descarga en camiones y pesada del mismo en la báscula de materias primas, obteniendo así un valor de eficiencia.

Una vez obtenidas las toneladas de crudo se calculará el CO₂ emitido asumiendo que el crudo desviado en la torre de alimentación tiene la misma composición que el crudo alimentado al horno y su descarbonatación es nula en base a los análisis realizados. En otro caso habría que sumar estas emisiones como emisiones de proceso.

11.4.4. Cantidades medidas en básculas. Criterios mínimos de verificación y calibración.

Los métodos de carbonatos en que intervengan básculas de proceso tienen, en el control de éstas, uno de los elementos fundamentales para la obtención de resultados satisfactorios. El sistema de verificación seguirá, en función de su naturaleza, los siguientes criterios básicos:

1. Instalaciones con tolva dosificadora sobre células de carga con señal en sala de control. En este caso es posible verificar el funcionamiento de las básculas mediante la descarga parcial de la tolva en contraste con la señal proporcionada por la báscula. En este caso se documentará por parte de la instalación una verificación periódica.
2. Verificación estática de la báscula dosificadora. Se realizará con una periodicidad al menos anual.
3. Calibración de las básculas dosificadoras mediante métodos que permitan el paso de material. Se realizará con una periodicidad al menos anual.
4. Calibración de las básculas dosificadoras mediante métodos que no permitan el paso de material. Se realizará con una periodicidad al menos anual.

11.5. FACTOR DE EMISIÓN. MÉTODO CLINKER.

11.5.1. Factores estequiométricos

La determinación del factor de emisión será realizada de acuerdo a una de las siguientes posibilidades:

1. Se determinará el valor promedio mensual de los datos de control de proceso determinados, con una frecuencia mínima diaria, en el laboratorio de la fábrica.
2. Se tomarán muestras mensuales a partir de las muestras diarias de control de proceso que se analizarán en laboratorio acreditado ISO 17.025.

Se determinarán los óxidos de Ca y Mg presentes en el clinker y se utilizará el siguiente factor de emisión

$$FE(tCO_2/t\ ck) = 0,785*\%CaO + 1,092*\%MgO$$

Para la determinación de los óxidos de calcio, magnesio del clinker podrá utilizarse la norma UNE 196-2.

11.5.2. Factores híbridos

También es posible obtener el factor de emisión del clinker a través del factor de emisión del crudo o a través de atributos relacionados con ambos materiales (crudo y clinker). Estos métodos se denominan híbridos. En este caso los datos de actividad se obtendrán por algunas de las variantes explicadas anteriormente tanto si se trata del crudo como del clinker y los factores de emisión que se utilizan pueden incluir algunas de las siguientes subvariantes que hemos agrupados en los siguientes casos:

CASO A. Determinación del factor de emisión del clinker a través del crudo.

Para convertir el factor de emisión del crudo a factor de emisión del clinker, se utilizará el resultado del análisis de la pérdida por calcinación del crudo, determinado mediante la siguiente expresión:

$$FE_{clinker}(tCO_2/tck) = FE_{crudo}(tCO_2/tcrudo) \cdot \left[\frac{1}{1 - (PF\% / 100)} \right]$$

Donde PF% es la pérdida por calcinación del crudo, y ésta se puede corregir restándola con la pérdida al fuego de clinker

A partir de este caso básico se pueden introducir correcciones adicionales en el sentido de lo indicado en 9.3.5, descuento por cenizas⁶⁹ del combustible, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$tCO_2 = FE_{ck} \cdot \left[\left(1 - \frac{t_{cenizas}}{t_{clinker}} \right) \cdot t_{clinker} \right]$$

CASO B. En este caso el factor de emisión se calcula mediante una nueva expresión y se añade tanto las emisiones de carbono no carbonatado (orgánico) como la corrección por cenizas:

$$FE_{clinker}(tCO_2/tck) = \left(\frac{\%CO_{2crudo}}{\%CaO_{crudo} \times 0,785 + \%MgO_{crudo} \times 1,092} \right) \times \left(\frac{\%CaO_{clinker} \times 0,785 + \%MgO_{clinker} \times 1,092}{100} \right) + \left(\frac{\%C(orgánico) \times \frac{44,00995}{12,01115}}{100} \right) \times \left(\frac{100}{1 - \frac{\%PF}{100}} \right) \times \left[1 - \left(\frac{\%cenizas_{combustibles} \cdot t_{combustibles}}{t_{clinker\ producido}} \right) \right]$$

Caso C. En esta subvariante se utiliza una nueva expresión para el factor crudo clinker:

$$\text{Factor de emisión (tCO}_2\text{/tclinker)} = tCO_2\text{/tcrudo} \times \text{factor crudo/clinker}$$

Donde el factor crudo clinker tiene la siguiente expresión:

$$\text{Factorcrudo / clinker} = \frac{\frac{CaO_{clinker}}{Cao_{crudo}} + \frac{MgO_{clinker}}{MgO_{crudo}}}{2}$$

Caso D. En esta subvariante se utiliza una nueva expresión para el factor crudo clinker o factor de conversión:

$$\text{Factor de conversión}_{clinker} = CO_2 \text{ análisis} / CO_2 \text{ estequiométrico}$$

Siendo:

CO₂ análisis el CO₂ obtenido aplicando el FE estequiométrico en el clinker utilizando el factor de corrección por cenizas de combustible.

⁶⁹ Esta corrección se puede realizar alternativamente sobre el dato de actividad

$$\text{CO}_2 \text{ estequiométrico} = \text{CaO}_{\text{crudo}} * 0,785 + \text{MgO}_{\text{crudo}} * 1,092$$

Caso E. En esta subvariante se utiliza una nueva expresión para el factor crudo clinker:

$$\text{FE}_{\text{clinker}} (\text{tCO}_2/\text{tck}) = (0,785 \times (\% \text{CaO}_{\text{clinker}}) + 1,092 \times (\% \text{MgO}_{\text{clinker}})) * ((\text{CO}_2(\text{A})/\text{CO}_2(\text{B}))$$

Siendo:

- CA2(A)= CO₂ medido directamente en el crudo por el método de la calcimetría (t CO₂/ t crudo)
- CO2(B)= CO₂ máximo teórico determinado a partir del CaO y MgO del crudo aplicando el cálculo estequiométrico

Nota 1. De acuerdo a lo descrito en 4.1, en este caso para incluir los métodos apropiados para el seguimiento en el PMS del factor crudo/clinker para determinación de HAL en fábricas que utilicen el método de carbonatos, pueden usarse distintas alternativas que van desde el uso de factores fijos hasta propuestas de cálculo como las reseñadas anteriormente.

11.5.3. Corrección de factores de emisión por aporte de materiales descarbonatados

En el caso de que se quiera descontar los óxidos de calcio y magnesio presentes en materias primas descarbonatadas, que no resultan en emisiones de descarbonatación deberá procederse de acuerdo a los siguientes criterios básicos que deberán estar incluidos en el Plan de Seguimiento:

- Determinar la composición del material, mediante análisis o datos del proceso en que se genera. Para ello las determinaciones se realizarán de acuerdo a algunas de las dos posibilidades ofrecidas para el cálculo del factor de emisión del proceso.
- Determinar la cantidad alimentada al horno en el mes correspondiente,
- Restar dichos contenidos de Ca y Mg a los determinados en el clinker corrigiendo así los multiplicadores de sus factores estequiométricos.

En este caso el factor de emisión se corregirá de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Factor de emisión (tCO}_2/\text{tck)} = 0,785 \times (\text{tCaO}_{\text{clinker}} - \text{tCaO}_{\text{en las mppp descarbonatadas}}) + 1,092 \times (\text{tMgO}_{\text{clinker}} - \text{tMgO}_{\text{en las mppp descarbonatadas}})$$

11.6. FACTORES DE EMISIÓN EN MÉTODOS CARBONATOS

La determinación de la cantidad de carbonatos en el crudo se realizará sobre una muestra representativa de acuerdo a una de las siguientes posibilidades ya conocidas:

1. Se determinará el valor promedio al menos trimestral de los datos de control de proceso determinados, con una frecuencia mínima diaria, en el laboratorio de la fábrica.
2. Se tomarán muestras a partir de las muestras diarias de control de proceso que se analizarán en laboratorio acreditado ISO 17025.

Para una completa reseña de las frecuencias de muestreo en emisiones de proceso véase el epígrafe 10 de esta guía.

11.6.1. Factores estequiométricos.

Se pueden determinar el contenido en carbonatos y utilizar los siguientes factores estequiométricos:

- 0,440 tCO₂/tCaCO₃
- 0,522 tCO₂/tMgCO₃

- 0,380 tCO₂/tFeCO₃
- 3,664 tCO₂/tC

No existen métodos normalizados para la determinación directa de carbonato cálcico magnésico o férrico en el crudo, por lo que una alternativa es la determinación de Ca, Mg y Fe por fluorescencia de RX y asumir que todos ellos se encuentran en forma de carbonatos.

11.6.2. Conversión directa.

Otra alternativa es la determinación de CO₂ mediante calcimetría, por análisis gravimétrico a través de la adsorción de CO₂ en un adsorbente adecuado según Norma EN 196-2, u otras técnicas instrumentales (descarbonatación y detección IR, termogavimetría ...) y obtener un factor de emisión en t CO₂/t crudo.

La norma de referencia EN UNE 196-2:06, métodos de ensayo para cementos, parte 2, análisis químico de cementos, establece en su apartado 15 la determinación de dióxido de carbono mediante el tratamiento con ácido fosfórico que desprende el CO₂ que es tratado en una serie de tubos de absorción. Existe también la posibilidad de aplicar el método alternativo descrito en el apartado 16 de la misma norma en el que la eliminación se realiza mediante ácido sulfúrico el cual se absorbe por hidróxido de sodio y se determina gravimétricamente.

En ambos casos la desviación típica de repetibilidad es del 0,07% y la de la reproducibilidad es del 0,10% lo que da idea de la robustez del método y de su validez, precisión y exactitud a efectos de determinación del FE_{crudo}.

11.7. EMISIONES DE PROCESO. FACTOR DE CONVERSION.

El Reglamento, en los apartados 4.1. y 4.4 del punto 4 del anexo 11, establece dos posibles niveles para el factor de conversión, tanto para el método A como para el B.

Para el método A se establece que se tendrán en cuenta en primer lugar los carbonatos de la materia prima y otros carbonatos resultantes del proceso aplicando un factor de conversión cuyo valor estará comprendido entre cero y uno. El titular podrá asumir que se realiza la conversión total de uno o varios materiales de entrada y atribuir los materiales no convertidos u otros carbonatos a los materiales de entrada restantes.

Para el método B se establece que la cantidad de compuestos no carbonatados de los materiales presentes en las materias primas incluyendo el polvo de retorno o las cenizas volantes u otros materiales ya calcinados, se reflejará aplicando valores de conversión con un valor comprendido entre cero y uno, correspondiendo la unidad a la conversión total en óxidos de los carbonatos contenidos en las materias primas.

Aunque los aplicables son los de nivel más bajo, es decir, nivel 1, que significa la aplicación del valor numérico 1 en los dos casos (conversión total).

La fábrica podrá aplicar valores del factor de conversión adecuados, en el caso de que cuente con análisis de clinker⁷⁰ en que se hayan determinado valores de CO₂ distintos de cero. El descuento de estas

⁷⁰ Procedentes de laboratorios acreditados

emisiones puede realizarse a través del mecanismo que la fábrica determine tanto a partir de los contenidos de MgO y CaO contenidos en el clinker, como a través de una corrección del factor de conversión aplicable. El descuento siempre estará basado en los datos de %CO₂ del clinker aportados por el laboratorio basados en plan de muestreo representativo y estar incluidos en el PS de la instalación.

11.8. EMISIONES PROCEDENTES DE CARBONO NO CARBONATADO EN MATERIA PRIMA Y EMISIONES DEL LAVADO DE GASES

Las emisiones de CO₂ se deben a la calcinación de los carbonatos presentes en las materias primas utilizadas para la fabricación de clinker, a la calcinación parcial o total del polvo del horno de cemento o del polvo desviado eliminado del proceso y, en algunos casos, del contenido en carbono no carbonatado de las materias primas; el cálculo de las emisiones de CO₂ procedente de carbono orgánico en la materia prima son catalogadas como emisiones de carbono no carbonatado en la mezcla sin refinar⁷¹ podrá realizarse o no realizarse de acuerdo a las condiciones particulares de la instalación.

Deben fijarse, por tanto, los criterios por los cuales este cálculo debe ser tenido en cuenta y las emisiones añadidas a las emisiones de proceso.

En primer lugar, hay que realizar una serie de consideraciones respecto a la presencia de la materia orgánica en las materias primas:

- Su presencia depende de la materia prima y dentro de cada materia prima de su origen y fase de producción de su explotación minera.
- La heterogeneidad de las materias primas que hacen necesarios procesos de homogenización del crudo desaconseja el análisis del problema desde el punto de vista de materias primas individuales y por tanto debe pensarse, cuando sea posible, en analizar parámetros del crudo.
- La materia orgánica que acompaña al crudo homogeneizado puede no sufrir una transformación completa en CO₂ ya que se detectan y reportan emisiones de COT debido a las complejas reacciones que tienen lugar en las primeras etapas de las torres de intercambio, si bien, estas emisiones son, en todos los casos, muy bajas.
- La materia orgánica que pueden acompañar a determinadas MMPP descarbonatadas puede incorporar cantidades de biomasa que pueden ser calculadas y descontadas si el fabricante así lo ha incluido en el PS.

La fábrica informará en su Plan de Seguimiento, bien el método de cálculo de estas emisiones o la exención de realizarlo. Esta exención se basará en un análisis de costes irrazonables. Un ejemplo de este análisis puede verse en el apartado 6.4.6 de esta guía.

Para el cálculo de los datos de actividad se utilizarán técnicas análogas a las presentadas en el método de carbonatos. Parecen especialmente adecuados el método A1 y A2. Podría utilizarse también un método de clinker con una transformación a crudo a través de un ratio crudo/clinker en cuyo caso la justificación de la incertidumbre aplicable al dato de actividad necesitaría una propagación de errores.

⁷¹ Según letra D) del punto 9 del anexo IV del Reglamento 2018/2066

En lo que respecta a la determinación del carbono orgánico en el crudo caben varias posibilidades, entre otras, destacamos:

Determinación del carbono orgánico total (COT) del crudo según el método de referencia de la UNE-EN-13639:2002, o de acuerdo a alguno de los métodos alternativos presentados en dicha norma:

- Determinación gravimétrica por oxidación en horno (método alternativo 1)
- Determinación instrumental mediante combustión en atmósfera oxidante y medición por espectrometría de infrarrojos (método alternativo 2).
- Métodos de determinación automáticos (método alternativo 3)

Si no se realiza previamente un ataque ácido a la muestra, puede realizarse una determinación instrumental por diferencia entre la combustión en atmósfera oxidante y no oxidante y medición por espectrometría de infrarrojos.

Hay que tener en cuenta que la determinación directa del CO₂ según la EN 196-2 excluye el carbono orgánico por lo que debe realizarse la determinación de forma paralela.

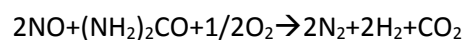
Respecto al sistema de niveles aplicable a la determinación de las emisiones relacionadas con el carbono no carbonatado en la materia prima, para el factor de emisión será de aplicación lo siguiente:

- Nivel 1: El contenido de carbono no carbonatado en la materia prima pertinente se calculará mediante las directrices sobre mejores prácticas del sector.
- Nivel 2: El contenido de carbono no carbonatado en la materia prima pertinente se calculará al menos una vez al año con arreglo a las disposiciones de los artículos 32 a 35 del Reglamento.

Además, se aplicarán las siguientes definiciones de nivel para el factor de conversión:

- Nivel 1: Se utilizará un factor de conversión de 1.
- Nivel 2: El factor de conversión se calculará aplicando las directrices sobre mejores prácticas del sector.

El uso de urea en sistemas SNCR de reducción de emisiones de NO_x daría lugar a emisiones de CO₂ mediante la siguiente reacción tal



El funcionamiento de estas instalaciones está regulado por un lazo de control ligado al sistema automático de medida por lo que no resulta en un funcionamiento continuo. Depende de múltiples variables del proceso. Este flujo fuente podrá ser de minimis cuyo seguimiento propondrá la fábrica dependiendo de los datos disponibles y siempre a partir de 2021.⁷²

⁷² Reglamento 2018/2066

12. CONSIDERACIONES SOBRE FRECUENCIAS DE MUESTREO

Además de las consideraciones sobre lote y partida, el Reglamento indica las frecuencias mínimas de muestreo de acuerdo a su artículo 35.

Dichas frecuencias mínimas son las siguientes:

Combustible/material	Frecuencia mínima de los análisis
Gas natural	Semanal como mínimo
Gases del proceso (gas mezclado de refinería, gas de coquería, gas de alto horno y gas de convertidor)	Diaria como mínimo, aplicando los procedimientos apropiados a cada parte del día
Fuelóleo	Cada 20 000 toneladas y seis veces al año como mínimo
Carbón, carbón de coque, coque de petróleo	Cada 20 000 toneladas y seis veces al año como mínimo
Residuos sólidos (de combustibles fósiles únicamente, o de combustibles fósiles mezclados con biomasa)	Cada 5 000 toneladas y cuatro veces al año como mínimo
Residuos líquidos	Cada 10 000 toneladas y cuatro veces al año como mínimo
Minerales carbonatados (incluyendo la piedra caliza y la dolomita)	Cada 50 000 toneladas y cuatro veces al año como mínimo
Arcillas y pizarras	Cada vez que se consuman las cantidades de material correspondientes a 50 000 toneladas de CO ₂ y cuatro veces al año como mínimo
Otros flujos de entrada y salida en el balance de masas (no aplicable a los combustibles o agentes reductores)	Cada 20 000 toneladas y una vez al mes como mínimo
Otros materiales	Cada vez que se consuman las cantidades de material correspondientes a 50 000 toneladas de CO ₂ y cuatro veces al año como mínimo dependiendo del material y de la variación

Con carácter general la fábrica de cemento preparará y mantendrá al día un plan de muestreo de todos los parámetros (factores de cálculo) de todos los flujos fuente que intervengan en el proceso de monitorización de CO₂.

El plan de muestreo estará normalmente integrado con el Plan de Control⁷³ de la fábrica e incluirá información sobre la metodología empleada para preparar las muestras, detallando en particular las responsabilidades, lugares, frecuencias, cantidades y procedimientos para el almacenamiento y transporte de las mismas.

En particular, el Plan de Control incluirá al menos:

- Parámetro a medir y su flujo fuente asociado incluso si el factor de cálculo que se use es por defecto.

⁷³ El Plan de Control de Materiales puede estar integrado con Calidad o Medioambiente o con ambos.

- Método de muestreo de los materiales combustibles indicando, en su caso, la secuencia de composición de muestras y homogeneización de las mismas. Cadena de custodia y condiciones de almacenamiento.
- Preparación de muestras de laboratorio.
- Laboratorio (de la fábrica o tercero) y método analítico con referencia a la norma aplicable.
- Responsabilidades, y gestión de los registros generados.

Las especiales condiciones de los combustibles y materiales en fábricas de cemento hacen necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones en relación con dichas frecuencias de muestreo:

12.1. COQUE DE PETRÓLEO Y OTROS COMBUSTIBLES

Se consideran tres casos específicos:

CASO A. Coque o combustible procedente de un barco considerado una partida o lote único de acuerdo a lo indicado en el epígrafe 10.2. Los barcos se muestrean de manera integral por *surveyors* que obtienen los valores representativos de la totalidad de la carga del mismo, en función de métodos estandarizados, y la evidencian en su conocimiento de embarque. En el caso de que los barcos se descarguen directamente a fábrica no es necesario volver a muestrear un combustible que responde a un valor integrado y que, normalmente, forma parte de la ecuación de pago.

El control interno de la fábrica para asegurar el correcto tratamiento y trazabilidad del combustible incluirá la siguiente documentación:

- Los conocimientos de embarque de cada uno de los barcos que está previsto consumir reflejando la metodología de muestreo conforme a Normas Internacionales.
- Los albaranes de entrada (o una muestra de ellos) en que figura la procedencia del coque de manera inequívoca junto con un resumen de báscula del total adquirido.
- Las condiciones sobre la trazabilidad interna del combustible en la instalación.

Caso B. Coque o combustibles procedentes de un suministrador único (por ejemplo, una refinería determinada).

En este caso podrá aplicarse la definición de combustible comercial estándar que es "aquel combustible comercial normalizado a nivel internacional que presenta un intervalo de confianza del 95 % para una desviación máxima del 1 % respecto a su valor calorífico especificado (...)".

El cuadro I del anexo V del Reglamento establece que para instalaciones A y para combustibles comerciales estándar los niveles aplicables son: y 2a/2b para VCN luego para dichos factores de cálculo serán de aplicación:

Para FE.

- Nivel 2a. Se aplicará, o bien, los factores de emisión específicos del país para el combustible o material correspondiente, utilizados por el Estado miembro en el inventario nacional entregado a la Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. O bien los valores de la bibliografía acordados con la autoridad competente, incluyendo los factores estándar publicados por esta que, siendo compatibles con los factores indicados anteriormente, puedan aplicarse de forma representativa a unos flujos fuente de combustible más desagregados.

- Nivel 2b. Se deducirán los factores de emisión del combustible basándose en alguno de los valores sustitutivos que se indican a continuación, en combinación con una correlación empírica realizada al menos una vez al año mediante un análisis.
 - medición de la densidad de aceites o gases específicos, incluidos los utilizados comúnmente en la industria del refino o del acero, o bien,
 - el valor calorífico neto correspondiente a los tipos de carbón específicos.

El titular se asegurará de que dicha comprobación satisface los requisitos de las buenas prácticas de ingeniería y de que se aplica solamente a los valores sustitutivos correspondientes a la gama para la que se haya establecido.

Para VCN.

- Nivel 2a. Se aplicará, o bien, los factores de emisión específicos del país para el combustible o material correspondiente, utilizados por el Estado miembro en el inventario nacional entregado a la Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. O bien los valores de la bibliografía acordados con la autoridad competente, incluyendo los factores estándar publicados por esta que, siendo compatibles con los factores indicados anteriormente, puedan aplicarse de forma representativa a unos flujos fuente de combustible más desagregados.
- Nivel 2b: Se aplicará el valor calorífico neto deducido de los registros de compra proporcionados por el proveedor del combustible, siempre que se haya deducido con arreglo a las normas nacionales o internacionales aceptadas.

Por lo tanto, los factores de cálculo bibliográficos para FE y basados en registros de proveedor para VCN serán los datos preferidos.

El sistema de control de la fábrica generará y conservará evidencia de los siguientes registros que garanticen la trazabilidad del combustible consumido:

- Cumplimiento de que el combustible cumple las condiciones de la definición, es decir, con un intervalo de confianza del 95 % el valor del VCN para una desviación máxima del 1 % respecto a su valor calorífico especificado. Este análisis debe basarse en datos históricos.
- Trazabilidad de las partidas entrantes mediante albaranes que identifiquen de manera inequívoca dicha procedencia. En el caso del coque además la documentación relativa al acopio y tratamiento separado de cada partida respecto de las demás en el sistema de calidad de la fábrica.

Caso C. Coque o combustible procedente de un acopio o suministrador donde existen o pueden existir diversas procedencias.

La característica fundamental en este caso es que el combustible no está muestreado de manera integrada y su variabilidad hace que no se cumplan las condiciones establecidas (1% del VCN) establecidas en el apartado anterior. No existe por tanto un valor representativo de las características del mismo por lo que es necesario realizar un muestreo en la puerta de la fábrica o en el punto de introducción al proceso. Para ello el plan de seguimiento deberá incluir la frecuencia que

indique el artículo 35 del Reglamento. Siempre podrá utilizarse la regla de $1/3^{74}$ para cambiar la periodicidad establecida utilizando datos históricos por proveedor.

Nota: si a pesar de que el combustible tenga diversas procedencias, cumple la condición de la constancia del 1% respecto a su VCN le será de aplicación lo indicado en el Caso B.

12.2. CRUDO Y CLINKER

En el establecimiento de frecuencias de muestreo para crudo y clinker deben considerarse por separado tres situaciones:

- Análisis de crudo o clinker sin contrastes externos. Se utiliza en este caso el laboratorio de la fábrica únicamente.
- Análisis de crudo o clinker con contrastes externos. Se utiliza en este caso el laboratorio de la fábrica y un laboratorio acreditado externo.
- Análisis externo de crudo o clinker en laboratorio acreditado.

La garantía de control de los atributos medidos sobre crudo (típicamente CO₂ directo u óxidos del clinker) se consigue a través de:

- El control de las variables de proceso en la fábrica que incluye atributos de crudo y clinker, módulos de composición y óxidos.
- La sistemática de toma de muestras para la adquisición de estas variables de control en la que hay un gran número de muestras y éstas son tomadas, preparadas y homogeneizadas de tal manera que son fiel reflejo del proceso productivo.

En cualquier caso, estas frecuencias de muestreo se encuentran recogidas en los planes contenidos en los sistemas de gestión certificados de las fábricas.

Para la identificación de clinker blanco, véase lo indicado en el cuadro correspondiente en el apartado 1.4.

12.3. ANÁLISIS DE COSTES IRRAZONABLES EN RELACIÓN CON FRECUENCIAS DE MUESTREO

Además de las especiales circunstancias que concurren en el muestreo y análisis de materiales en una fábrica de cemento, el reglamento permite desviarse de lo indicado en el anexo de frecuencias obligatorias en dos casos:

- El cumplimiento de la regla de $1/3$ consistente en que, con arreglo a los datos históricos, los cuales deberán incluir los valores analíticos del combustible o material correspondiente durante el período de notificación inmediatamente anterior al actual, cualquier variación de dichos valores analíticos no supera un tercio del grado de incertidumbre que está obligado a respetar para la determinación de los datos de la actividad correspondientes al combustible o material en cuestión.

Nota: La aplicación de la regla de $1/3$ podrá ampliarse a más periodos de notificación si la existencia de datos en el periodo inmediatamente anterior es insuficiente para efectuar el análisis.

⁷⁴ De tal manera que, con arreglo a los datos históricos, los cuales deberán incluir los valores analíticos del combustible o material correspondiente durante el período de notificación inmediatamente anterior al actual, cualquier variación de dichos valores analíticos no supera un tercio del grado de incertidumbre que está obligado a respetar para la determinación de los datos de la actividad correspondientes al combustible o material en cuestión.

Para la aplicación de la regla de 1/3 se dispone de una plantilla electrónica http://ec.europa.eu/clima/policias/ets/monitoring/templates/index_en.htm donde se introducen los datos históricos a analizar. Se permite que estos datos históricos se separen en partes homogéneas con respecto al parámetro medido.

El número de muestras a tomar vendrá dado por la expresión:

$$n = u_i^2 / u_{\text{total}}^2, \text{ donde:}$$

u_i = incertidumbre relativa de la determinación analítica de la muestra i (de un total de p muestras). Se calcula por la desviación estándar del conjunto de resultados de los mismos multiplicado por el factor de t student con p grados de libertad.

u_{total} = es la incertidumbre requerida por la regla de 1/3, es decir, la correspondiente al nivel de planteamiento dividida por 3.

- Que la aplicación de las frecuencias requeridas genere costes irrazonables. En este caso el análisis de costes irrazonables se realizará mediante la comparación del coste de los análisis con los beneficios obtenidos que vendrán dados por la fórmula:

$$P * Em * FM, \text{ donde}$$

P: 20€/t

Em emisiones medias correspondientes al flujo fuente (t)

FM: factor de mejora: 1%

12.4. LABORATORIOS ACREDITADOS

Con carácter general, y siempre que el nivel de planteamiento así lo requiera, el operador deberá asegurarse de que los laboratorios encargados de realizar los análisis para la determinación de los factores de cálculo están acreditados con arreglo a la norma EN ISO/IEC 17.025 para los métodos analíticos correspondientes.

Sin embargo, el uso de laboratorios no acreditados puede ser necesario en varias circunstancias:

- Que no esté disponible ningún laboratorio acreditado, aunque sí se disponga de la norma que defina el método normalizado. Por ejemplo, determinación de la fracción de biomasa de acuerdo a la Norma UNE 80.602.
- Que no se disponga de método normalizado. En cuyo caso la entidad de acreditación puede acreditar el método interno de laboratorio. Por ejemplo, la medición de CO₂ directa en crudos.
- Que los parámetros a determinar formen parte de los análisis habituales de la fábrica mediante el uso del laboratorio propio, tal como en el caso de: humedad, densidad aparente, pérdida al fuego, PCI, etc.

El uso de laboratorios no acreditados se autoriza por el Reglamento en el artículo 34 bajo ciertas condiciones encaminadas a que el laboratorio no acreditado pueda demostrar un nivel de cualificación equivalente.

Este nivel de cualificación equivalente se demostrará de manera detallada a partir de las siguientes evidencias:

- Certificado ISO 9.000 del laboratorio. Caso de laboratorios centrales y similares.
- En caso de que el laboratorio no disponga de certificado ISO 9.000 se debe demostrar competencia técnica de acuerdo con los apartados a) a l) del Reglamento. Esta competencia técnica puede evidenciarse a partir del Reglamento de la marca N de cementos y el certificado ISO 9.000 de la fábrica, en el que, en todos los casos, el laboratorio también está incluido. Los laboratorios están sometidos a un régimen mínimo de inspecciones específicas bianual definidos en el Reglamento Particular de la marca N de Cementos. Todos los aspectos de gestión de laboratorio están incluidos en dichas inspecciones:
 - Calibraciones
 - Mantenimiento, verificación de equipos.
 - Competencia del personal de laboratorio.
 - Gestión de registros

Las inspecciones cubren todos los ensayos y dispositivos de laboratorio, tanto para ensayos físicos como químicos.

Nota: todos los laboratorios de las fábricas de cemento están sometidos a inspecciones bianuales en el marco de la Marca N de cementos y el alcance del sistema de gestión de calidad los incluye.

13. CÁLCULO DE INCERTIDUMBRE

13.1. CONCEPTO DE PROCESO DE MEDICION

La determinación de la incertidumbre del sistema de medición (o del proceso de medida) dentro de un sistema fijo de niveles, comprenderá la incertidumbre especificada de los instrumentos de medida aplicados, la incertidumbre asociada a la calibración y cualquier incertidumbre adicional relacionada con la forma práctica de utilizar los instrumentos de medida.

Cuando se apliquen sistemas de medición, el titular deberá tener en cuenta el efecto acumulativo de todos los componentes del sistema de medición sobre la incertidumbre de los datos anuales de la actividad. Para ello se utilizará la ley de propagación de errores (composición de incertidumbres), que proporciona las normas prácticas para combinar incertidumbres no correlacionadas o bien obtener aproximaciones si se producen incertidumbres interdependientes.

Cabe diferenciar tres casos separadamente:

Caso A. Cuando se usa el sistema de niveles. Es el caso más frecuente en fábricas de cemento. La manera de calcular la incertidumbre del proceso de medición y de compararla con el nivel de planteamiento para evidenciar su cumplimiento se describe en el apartado 7.2 de esta guía.

Caso B. Cuando se utiliza una aproximación alternativa⁷⁵ no basada en el sistema de niveles. Podría darse algún caso de aproximación alternativa en el que, justificadamente, no se aplicara el sistema de niveles. En este caso el titular:

- Evaluará y cuantificará una vez al año la incertidumbre de todos los parámetros usados para la determinación de las emisiones anuales de acuerdo con la Guía ISO para la expresión de incertidumbres en mediciones (GUM)⁷⁶ o en otra guía equivalente comúnmente aceptada.
- Demostrará a satisfacción de la autoridad competente que aplicando dicha aproximación alternativa se cumple que la incertidumbre global de las emisiones anuales para toda la instalación no excede de:
 - 2,5% para instalaciones tipo C
 - 5% para instalaciones tipo B

Caso C. Cuando se usa una aproximación por medición. No utilizada en fábricas de cemento actualmente. En cualquier la evaluación de la incertidumbre, en la que intervienen de manera fundamental los equipos de medida, tendrá en cuenta las normas EN 14181, EN 15259 y otras normas EN e ISO relacionadas.

⁷⁵ Fall-back approaches

⁷⁶ JCGM 100:2008, GUM. Para una reseña completa véase las referencias de esta guía y el apartado 5 de la GD4.

13.2. POSIBLES CONTRIBUCIONES A CONSIDERAR EN CÁLCULOS DE INCERTIDUMBRE.

Consideraremos las siguientes definiciones en relación con el tratamiento de la incertidumbre.

- **Medición (o medida):** Conjunto de operaciones que tienen por finalidad determinar un valor de una magnitud. (VIM). Ej.: Cálculo de un volumen de un silo.
- **Resultado de un ensayo o medida:** Valor de una característica obtenido tras la realización de un método de ensayo o medición específico. (UNE 82009-1). Ej.: Volumen calculado de un silo.
- **Incertidumbre de medida:** Estimación que caracteriza el intervalo de valores en el que se sitúa, generalmente con una alta probabilidad dada, el valor verdadero de la magnitud de medida. (UNE EN 30012-1).

A este respecto el Reglamento define incertidumbre como el parámetro asociado al resultado obtenido en la determinación de una magnitud mediante el cual se caracteriza el grado de dispersión de los valores que cabría atribuir razonablemente a la misma y que incluye los efectos de los factores de error aleatorios y sistemáticos; se expresa en % y describe un intervalo de confianza en torno al valor medio que comprende el 95% de los valores obtenidos teniendo en cuenta cualquier asimetría presente en la correspondiente distribución

- **Calibración:** Conjunto de operaciones que establecen en unas condiciones especificadas, la relación que existe entre los valores indicados por un instrumento o sistema de medida o los valores representados por una medida materializada y los correspondientes valores conocidos de una magnitud de medida. (VIM).

13.2.1. Estimación de la incertidumbre.

Existen dos modos de estimar incertidumbres.

a) Estimación Tipo A:

Se obtiene partiendo de una serie de resultados repetidos (10 repeticiones mínimo). Una vez se han obtenido los resultados la incertidumbre se estima a partir de la varianza poblacional.

$$U = \frac{s}{\sqrt{n}}$$

b) Estimación Tipo B:

En este caso la estimación se realiza por métodos científicos distintos a los estadísticos. Para ello se debe conocer información previa a la medición, que estará normalmente relacionada con las características del equipo de medición, como, por ejemplo:

- Si conocemos la distribución: $U = \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$
- Si se estima un intervalo máximo. (Distribución rectangular o equiprobable): $U = \frac{\alpha}{\sqrt{n}}$
- Si se importa el dato de una fuente externa: $U = \frac{l}{K}$

13.2.2. Composición de incertidumbres.

Una vez hemos estimado las diferentes incertidumbres debemos componerlas. Para ello aplicaremos los siguientes pasos:

- a) Definir la fórmula que vamos a usar.
- b) Estimar cada una de las incertidumbres de las magnitudes independientes que se han definido.
- c) Aplicar ley de propagación de probabilidades⁷⁷ a dicha formula. Caben distinguirse dos casos:
 - c1) No correlacionadas. En el caso de que las magnitudes estén no correlacionadas y el mensurando responda a la expresión general $Y=Y(X_1, X_2...X_n)$, la incertidumbre correspondiente a la variable aleatoria Y, queda definida por la siguiente expresión:

$$u_y = \sqrt{\left(\frac{\partial Y}{\partial X_1} \cdot U_{x_1}\right)^2 + \left(\frac{\partial Y}{\partial X_2} \cdot U_{x_2}\right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial Y}{\partial X_n} \cdot U_{x_n}\right)^2}$$

- c2) Correlacionadas. En el caso de que las magnitudes estén correlacionadas se utilizará la siguiente expresión:

$$u_y = \left(\frac{\partial Y}{\partial X_1}\right) \cdot U_{X_1} + \left(\frac{\partial Y}{\partial X_2}\right) \cdot U_{X_2} + \dots + \left(\frac{\partial Y}{\partial X_n}\right) \cdot U_{X_n}$$

- d) Multiplicar por el factor de cobertura.
- e) Expresar el resultado en forma absoluta o relativa.

13.2.3. Posibles contribuciones a la incertidumbre

Con carácter general, para cada uno de los procesos de medición asociados a un determinado dispositivo, los certificados de calibración incluirán determinadas contribuciones de la incertidumbre que es necesario conocer, para evitar incluirlas si ya han sido tenidas en cuenta. Podrán considerarse y utilizarse las siguientes aproximaciones:

1) Debidas al patrón.

- Incertidumbre del patrón: $u_{pat} = \frac{U_{pat}}{k}$
- Incertidumbre debida a la deriva del patrón: $u_{\delta pa} = \frac{U_{pat}}{\sqrt{12}}$
- Incertidumbre debida a las incertidumbres ambientales $u_{ca} = \frac{0.02 \times FE \times \Delta T \times coef}{100\sqrt{12}}$

⁷⁷ Para una referencia más completa sobre la aplicación de los dos casos que siguen puede consultarse el apartado 8.2 de la GD4 europea

Generalmente todas estas incertidumbres ya están incluidas en las incertidumbres calculadas del equipo que aparecen en el certificado de calibración.

2) Debidas a la propia incertidumbre y corrección.

En el certificado de calibración de cada equipo tendremos una incertidumbre y una corrección.

- Incertidumbre debida a la calibración: $u_{cal} = \frac{U}{K}$
- Incertidumbre debida a la corrección: $u = \frac{\text{corrección}}{\sqrt{3}}$

3) Debida a la repetibilidad.

- En el caso de tener medidas repetidas: $u = \frac{s}{\sqrt{n}}$
- En el caso de no tener medidas repetidas estimaremos con: $u = \frac{\text{Tolerancia}}{\sqrt{3}}$

Este término aparecerá siempre independientemente de que se realicen o no repeticiones.

4) Debida a la resolución.

$$u = \frac{\text{resolución}}{\sqrt{3}}$$

5) Debida a la deriva.

- Si tuviésemos datos de certificados anteriores: $u = \frac{\text{Deriva}}{\sqrt{3}}$
(Deriva= Corrección1–Corrección2)

6) Debida a la excentricidad.

$$u = \frac{(\text{Valor .máx} - \text{Valor .mín.}) \times d}{\frac{D}{2} \sqrt{3}}$$

d.: distancia de la masa a la diagonal.

D.: longitud de la diagonal.

7) Debida a la histéresis.

$$u = \frac{\bar{x}_{\text{rec.}} - \bar{x}_{\text{decr.}}}{\sqrt{12}}$$

8) Debido al error de paralaje.

$$u = \frac{\text{error.paralaje}}{\sqrt{12}}$$

Donde, $\text{error.paralaje} = \frac{\text{resolución}}{\sqrt{12}}$

De todas las contribuciones que se han expuesto en este apartado deberán utilizarse, dependiendo de cada caso y, en función de la disponibilidad del dato, aquellas que supongan una aportación significativa al total. En cualquier caso, y de acuerdo a lo establecido en el epígrafe 7.2 de esta guía y, siempre en función de las condiciones de operación, deberán considerarse al menos: la relacionada con la división de escala o resolución, la de repetibilidad y la de la deriva

13.2.4. Básculas puente.

Se incluye en esta guía el tratamiento de la báscula puente por ser un equipo mayoritariamente utilizado y del que dependen un alto porcentaje de las emisiones calculadas.

Los datos que utilizaremos para estimar la incertidumbre de medida serán, siempre en función de la disponibilidad del dato y pudiendo despreciar aquellas contribuciones no significativas, los derivados del

- Del propio equipo: rango, escalón resolución,
- de la medida en si misma; carga del camión medio y
- del certificado de calibración:
 - error de indicación con la corrección y la incertidumbre.
 - repetibilidad
 - histéresis

En el caso de básculas puente en condiciones normales de uso (sin temperaturas extremas, con grandes derivas...) y con un certificado de calibración del equipo en el que la estimación de la incertidumbre del equipo haya incluido todas las contribuciones mencionadas en el apartado anterior, las contribuciones a utilizar, en función de la disponibilidad de los datos, serían preferentemente:

- Debida a la calibración.
- Debida a la corrección.
- Debida a la repetibilidad.
- Debida a la resolución.

Hay que reseñar que en la realidad industrial no siempre se cuenta con todos los datos para tener poder calcular las contribuciones aquí reseñadas:

- En ocasiones por limitaciones en la información que aportan los certificados de calibración respecto a la consideración de contribuciones en el propio certificado o en la conservación de valores históricos para consideración, por ejemplo, de la deriva.
- En ocasiones por limitaciones derivadas de Reglamentación aplicable en la que, por ejemplo, no es práctica usual o incluso no se permite aportar información con respecto a la incertidumbre para organismos encargados de la verificación legal de básculas.
- En ocasiones porque es de aplicación el principio coste/eficacia por el cual tener en cuenta alguna de las contribuciones puede llevar a costes irrazonablemente altos

En estos casos se considerará válido como criterio de aceptación la comparación de la incertidumbre que ofrece el certificado de calibración (o la información equivalente respecto a la incertidumbre) con la dada por el nivel de planteamiento correspondiente siempre de acuerdo a la sistemática de evidenciar el cumplimiento del nivel correspondiente descrita en el apartado 7.2 de esta guía.



14. ACTIVIDADES DE FLUJO DE DATOS EN RELACION CON EL SEGUIMIENTO Y NOTIFICACION ANUAL DE EMISIONES

El Reglamento 2018/2066 define actividades de flujo de datos como aquellas actividades *de adquisición, tratamiento y manipulación de los datos que son necesarias para preparar un informe de emisiones a partir de los datos de las fuentes primarias.*

La exigencia del artículo 58 del Reglamento sobre las actividades de flujo de datos es la siguiente: *el titular de instalaciones u operador de aeronaves elaborará, documentará, aplicará y mantendrá procedimientos escritos relativos a las actividades de flujo de datos para el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero, y se asegurará de que el informe anual de emisiones resultante de estas actividades no contenga inexactitudes y sea conforme con el plan de seguimiento, con los referidos procedimientos escritos y con el presente Reglamento.*

Los procedimientos escritos que se incluyen o referencian en el plan de seguimiento incluirán la siguiente información:

- a) Respecto a los procedimientos:
 - La denominación del procedimiento, es decir su título.
 - Una referencia identificativa del procedimiento que sea trazable y verificable, es decir, su codificación dentro del sistema de calidad o gestión medioambiental⁷⁸.
 - La identificación de la función o departamento responsable de la aplicación del procedimiento y de los datos generados o administrados a través del mismo.
 - Una breve descripción del procedimiento que permita al titular, a la autoridad competente y al verificador conocer los principales parámetros y operaciones realizadas.
 - La localización de los registros e información pertinentes.
 - La denominación del sistema informático utilizado, si procede.
 - Una lista de las normas EN utilizadas o de otro tipo si procede.
- b) Respecto a los datos: la identificación de las fuentes de datos primarios. Es decir, una descripción de la fuente de datos primaria utilizada para el cálculo, por ejemplo, albaranes o facturas, tickets de báscula, lecturas de un instrumento en el sistema SCADA, informes de ensayo, informes de producción, etc.
- c) Respecto al flujo de datos: las distintas fases del flujo de datos, desde los datos primarios hasta las emisiones anuales, reflejando la secuencia e interacciones entre las actividades de flujo de datos. Las fases relevantes del procesamiento relacionado con cada actividad específica de flujo de datos, incluyendo las fórmulas y datos utilizados para determinar las emisiones. Los sistemas electrónicos utilizados para el tratamiento y almacenamiento de los datos, así como las interacciones entre estos sistemas y otros datos de entrada incluidos los introducidos manualmente. Por último, se referenciará también la forma de registrar de los datos de salida producidos por las actividades de flujo de datos.

⁷⁸ O cualquier otro sistema de gestión, integrado o no, en el que se incluyan estos procedimientos.

Las actividades de flujo de datos en fábricas de cemento constan generalmente de los siguientes elementos:

- Hoja de cálculo de las emisiones, en la que se efectúan los seguimientos periódicos y los cálculos finales. Receptora de datos finales de múltiples fuentes.
- Sistema de báscula, que registra el movimiento de camiones y todas las entradas y salidas de materias primas, combustibles, clinker y cemento. En métodos tipo B es la fuente principal de datos.
- Sistema de control: registra los datos de básculas de proceso. En métodos tipo A es la fuente principal de datos relacionados con las emisiones de proceso.
- Sistema de producción: documenta diariamente todos los movimientos de materias primas, combustibles, clinker y cemento en la fábrica. Registra el estado de stocks diariamente. Con carácter general es soporte y medio principal de verificación de datos.
- Sistema de control/gestión de laboratorio, donde se registran todas las determinaciones relevantes que pudieran incluirse en el cálculo, cantidades, humedades, composiciones, y cualquier parámetro físico o químico que pueda utilizarse en el cálculo (coeficiente estequiométrico, PCI, etc.).
- Sistemas de gestión de energía, en el que se pueden trazar los flujos de energía eléctrica y combustibles en los distintos equipos/zonas/subinstalaciones. Los criterios de reparto de estos flujos de energía en el caso en que no estén basados en instrumentos de medida pueden trazarse en la documentación relacionada y su resultado en los informes de producción asociados.

Existen además otros sistemas de información no menos importantes que complementan a los anteriores y dan cumplimiento a las actividades de flujo de datos requeridas tales como comercial, administración y mantenimiento.

Las actividades de flujo de datos que se describen en los procedimientos citados pueden incorporar como complemento diagramas de flujo, listas de tareas o cualquier otra herramienta que facilite su manejo y comprensión a criterio del operador.

14.1. PRINCIPIOS BÁSICOS. INTEGRACION CON SISTEMAS DE GESTION

Todas las fábricas de cemento españolas poseen sistemas de gestión que en todos los casos incluyen Calidad y Medio Ambiente y que en otros casos pueden incluir además OSHAS, y Energía⁷⁹. Además, también en todos los casos las fábricas disponen de sistemas de control que incluyen los sistemas clave indicados anteriormente: báscula, producción y laboratorio y éstos se integran además con los sistemas de gestión general de la compañía tipo SAP o equivalentes.

Especialmente interesante es el caso de las fábricas que hayan implantado un sistema EMAS⁸⁰. Los datos incluidos en la Declaración Pública se consideran datos verificados. Estos datos incluyen datos de producción y consumos que pueden ser relevantes en el cálculo de HALs, datos de actividad o cualquier otro factor de cálculo que pueda considerarse

⁷⁹ Según la ISO 50001.

⁸⁰ Reglamento Europeo de Ecogestión y Ecoauditoría.

Es claro que los requisitos respecto a la actividad de flujo de datos indicados en el epígrafe anterior quedan cubiertos con los sistemas de gestión que acabamos de presentar. Cabe señalar no obstante algunas recomendaciones que harán más efectiva dicha integración, teniendo en cuenta que el seguimiento de emisiones es una actividad que debe poder ser reconstruida sin pérdida de información durante el proceso de verificación.

En este sentido, las características básicas que son exigibles a los documentos relacionados con las actividades de flujo de datos son las siguientes:

- Con carácter general los datos se extraerán de documentos empleados en la gestión normal de la instalación de manera que no aporten resultados diferentes o contradictorios con datos equivalentes procedentes de otros sistemas de gestión/información de la fábrica.
- Cuando sea posible se utilizarán datos procedentes de documentación de carácter oficial, entendiendo por carácter oficial, facturas, albaranes, asientos contables y, con carácter general, datos sobre transacciones económicas o datos de carácter público.

Se tendrá en consideración las ventajas que, desde el punto de vista de la completitud de la información, ofrecen los albaranes y que podríamos enumerar como sigue:

- El albarán refleja la procedencia del material o combustible (básico cuando se acompaña de análisis o cuando ha de comprobarse el lugar de pesada).
- El examen de albaranes o sistemas de información de báscula pueden aportar datos acerca de devoluciones de ventas (o compras) o movimientos de materiales intragrupo que tienen un reflejo contable difícil de traducir en términos de toneladas.

Se tendrá en consideración igualmente, las dificultades que puede tener obtener los datos de actividad mediante un examen de las facturas, sobre todo en el caso de materiales sólidos a granel y combustibles ya que éstas pueden incorporar fórmulas de facturación indexadas a ciertos parámetros (por ejemplo: molidurabilidad, riqueza, PCI en combustibles), o el hecho de que se facture por periodos distintos al de notificación, lo que puede provocar una difícil traducción de los datos de actividad en términos de toneladas.

Para la adquisición de datos de actividad procedentes de básculas de proceso o contadores de fábrica serán válidos registros informáticos, así como registros de producción cumplimentados manualmente (por ejemplo, en Sala de Control).

14.2. SISTEMA DE CONTROL

El Reglamento establece en su artículo 59 que *el titular de instalaciones u operador de aeronaves elaborará, documentará, aplicará y mantendrá un sistema eficaz de control para garantizar que los informes anuales de emisiones y, en su caso, de datos sobre toneladas-kilómetro resultantes de las actividades de flujo de datos no contienen inexactitudes y son conformes con el plan de seguimiento y con el presente Reglamento.*

En esencia, que los datos sobre las emisiones totales estén libres de errores e inexactitudes, constituye el sistema de control que el titular debe aplicar. Este sistema de control consta de los siguientes elementos:

- Una evaluación de los riesgos inherentes y de los riesgos para el control del titular de las instalaciones

- Procedimientos escritos relativos a las actividades de control capaces de mitigar los riesgos identificados

14.2.1. Concepto de Riesgo.

Se define como riesgo inherente (RI) la propensión de un parámetro del informe anual de emisiones a contener inexactitudes que pueden ser importantes, consideradas individualmente o agregadas a otras, antes de tener en cuenta los efectos de las actividades de control.

Se define riesgo para el control (RC) como la propensión de un parámetro del informe anual de emisiones a contener inexactitudes que pueden ser importantes, consideradas individualmente o agregadas a otras, que el sistema de control no evita, detecta ni corrige en el momento oportuno.

Es decir, el titular establecerá un sistema que evalúe (en una primera fase) los riesgos que son aplicables a la actividad de seguimiento y notificación y que son tanto los riesgos *inherentes* como los *para el control* y, en una segunda fase, unas actividades que reduzcan dichos riesgos.

El análisis de riesgos descrito en los siguientes epígrafes considerará la posibilidad de generarse lagunas de información en el sentido indicado en el Reglamento FAR.

14.2.2. Elementos del sistema de control.

Antes de analizar y proponer un sistema de evaluación de riesgos se analizarán cuáles son exactamente los requisitos del sistema de control que pueden minimizar los riesgos identificados:

- El aseguramiento de la calidad de los equipos de medida y del sistema informático utilizado. En este sentido existe, de acuerdo con el Reglamento, un requisito adicional expresado en el artículo 60 según el cual el titular de instalaciones se asegurará de que todos los equipos de medida correspondientes se calibran, ajustan y comprueban a intervalos regulares, incluida la fase previa a su puesta en servicio, y se contrastan con patrones de medición basados en normas internacionales, si existen, de conformidad con los requisitos del presente Reglamento y de forma proporcional a los riesgos identificados. En las fábricas de cemento, la integración con los sistemas de gestión antedichos garantiza el cumplimiento de estas condiciones al ser comunes a todos ellos los puntos sobre control de la producción, control operacional y mantenimiento de equipos.
- En las actividades de flujo de datos, incluyendo la tecnología de control de procesos por ordenador, la separación de funciones en las actividades de flujo de datos y de control, así como en la gestión de las competencias necesarias. Condiciones que se encuentran establecidas y descritas en los sistemas de gestión de las fábricas, en particular en lo que se refiere al control y mantenimiento de los sistemas de tecnologías de la información y a los procedimientos relativos al control del acceso, copias de seguridad, recuperación, planificación de la continuidad y seguridad.
- La realización de revisiones internas y la validación de los datos. Mas allá de la realización de auditorías periódicas internas estas actividades de control pueden verse complementadas con la realización de:
 - Comprobación horizontal. Consistente en alguna de las siguientes actividades: comparaciones con otras instalaciones similares dentro del mismo sector, comparación de datos sobre la compra de combustible o material con datos sobre cambios en las existencias (a partir de la información sobre la variación de existencias y consumos anuales), comparación de factores de emisión obtenidos por diversas fuentes (análisis, proveedor, bibliografía).

- Comprobación vertical. Consistente en la comparación con resultados de años anteriores.
- Análisis de tendencias. Por ejemplo, de indicadores seleccionados por el titular o en el marco de sistemas de monitorización como el del WBCSD.
- Verificaciones cruzadas. Por ejemplo, los obtenidos con otro sistema de cálculo (clinker/carbonatos, balance de masas/medición directa etc.).

Además, con carácter general las actividades de revisión validación incluirán rutinariamente:

- La comprobación de si los datos están completos⁸¹;
- La comparación de los datos y valores obtenidos a través de los distintos sistemas de recogida de datos operativos, incluyendo:
 - La comparación de los datos de compras de combustible o material con los cambios en los niveles de existencias y con los consumos correspondientes a los flujos fuente objeto de seguimiento.
 - La comparación de los factores de cálculo que se hayan determinado mediante análisis u obtenido por cálculo, o procedan del proveedor del combustible o material, con los factores de referencia nacionales o internacionales para combustibles o materiales comparables.
 - En general, la comparación de los datos agregados con los datos primarios.
- La realización de correcciones y la adopción de medidas correctoras, de acuerdo a la sistemática habitual de los sistemas de gestión implicados. Un caso particular lo encontramos cuando una vez establecido el análisis de las causas y buscado la manera de reparar la inexactitud o el error se encuentre una falta o laguna de datos⁸². En este caso se deberá aplicar un método de estimación adecuado a fin de obtener datos sustitutivos prudentes para el período de tiempo correspondiente y los parámetros que falten. Este método de estimación deberá plasmarse en un procedimiento escrito y se someterá a la aprobación del organismo competente.
- El control de los procesos externalizados.
- El mantenimiento de registros y de documentos, incluyendo la gestión de las versiones de los documentos, de acuerdo a la sistemática habitual de los sistemas de gestión implicados.

14.2.3. Análisis de riesgos.

Como complemento a las definiciones de riesgo incluidas en 12.2.1 se incluyen a continuación dos adicionales que ayudarán a completar la visión de su control:

Considerando las fuentes de error más importantes de acuerdo a las siguientes definiciones:

- **Riesgo para la detección (RD):** riesgo de que el verificador no detecte una inexactitud o irregularidad importantes;

⁸¹ En el sentido indicado en el Reglamento FAR

⁸² En el sentido de lo indicado en el artículo 65 del Reglamento de Ejecución.

- **Riesgo para la verificación (RV):** riesgo de que el verificador formule un dictamen de verificación inadecuado; el riesgo para la verificación es una función de los riesgos inherentes, los riesgos para el control y el riesgo para la detección;

Se cumple que $RV=RI \times RC \times RD$ de tal manera que el operador tiene control o puede incluir en RI y RC y el verificador minimizará por su parte el RD.

El riesgo inherente depende, por una parte, de la complejidad de la instalación y por otra, de lo robustos que sean los sistemas de información y cálculo que empleemos.

Estas ideas sobre análisis de riesgos son válidas tanto para la evaluación de los riesgos relativos a la elaboración del IDR y PMS como del propio PS.

Para realizar el análisis de riesgos se han considerado tres posibilidades:

Posibilidad A⁸³.

Se puede utilizar un sistema semicuantitativo simplificado que, con ciertas variantes y adaptaciones, viene utilizándose en fábricas de cemento desde el inicio del régimen de comercio de derechos de emisión.

Por una parte, se consideran los riesgos inherentes:

El cálculo se efectúa por balances estequiométricos, y su complejidad vendrá dada, en primer lugar, por la cantidad de combustibles diferentes que se utilicen (ya que las emisiones de proceso siempre existen) y la clasificación de éstos en distintas categorías de flujos fuente.

El número de flujos fuente implicados está relacionado con la cantidad de líneas de producción, la cantidad de tipos de clinker producido y la cantidad de combustibles empleada. El análisis incluirá los posibles cambios de consideración de los distintos flujos fuente dentro de un mismo periodo de notificación. En este sentido se prestará especial atención a la posibilidad de uso de combustibles alternativos y su influencia en el seguimiento y verificación de las emisiones GEI de los mismos.

Otra de las posibles variaciones viene dada tanto por el tipo de proceso (vía seca o vía húmeda) así como por el sistema de seguimiento de las emisiones (carbonatos o clinker). Se tendrá en cuenta la influencia de la cantidad de tipos de clinker producidos en el seguimiento y si existen casos en los que la producción de determinados tipos de clinker exige un seguimiento separado de las emisiones de proceso para éstos (gris/blanco/MR/SR/CAC).

Relacionado con el número de tipos de cemento producido está el número de adiciones a controlar, se analizará el tipo de dispositivo empleado para pesar cada uno de los tipos de adiciones, especialmente en los casos en que las adiciones no se pesen en basculas puente. De igual manera la cantidad de tipos de cemento puede estar relacionada con la expedición de los mismos, se analizarán las posibilidades de expedición (por ejemplo, cargue bajo silo 24h) y su influencia en el número de dispositivos de medición a verificar. Asimismo, se tendrá en cuenta la existencia de descuentos y correcciones en la metodología de seguimiento que aumenta la cantidad de análisis de materias primas a manejar.

Por otra parte, se consideran los riesgos para el control:

⁸³ El uso de la posibilidad A o B es indistinto y queda a criterio del Titular.

En primer lugar, se tendrá en cuenta el grado de integración de los sistemas de información o gestión y la existencia de procesos automatizados de adquisición de datos. Este último punto es de especial importancia ya que si los sistemas informáticos que realizan el cálculo de las emisiones se comunican y adquieren los datos automáticamente se evitan errores de transcripción que de otra manera pueden pasar inadvertidos.

Además, se tendrá en cuenta la sistemática de verificación interna que se realice de manera adicional a la auditoria periódica. Entre estas actividades pueden destacarse las indicadas en el epígrafe 12.2.2.

La evaluación semicuantitativa consiste en la construcción de un diagrama de doble entrada que reúna en forma de rangos los criterios enunciados en los apartados correspondientes a los riesgos inherentes y de control. La puntuación resultará en una serie de valores X, Y y Z equivalentes a valores de riesgo ALTO, INTERMEDIO y BAJO de acuerdo al esquema que se incluye en el anexo IIIa de esta guía.

Posibilidad B.

Se trata de una evaluación semicuantitativa en tres pasos:

- Detección de los riesgos principales, según información previa.
- Identificación de medidas empleadas para mitigar cada riesgo, según información previa.
- Evaluación del riesgo en base a dos componentes: frecuencia y gravedad en base a los errores detectados en los últimos tres años.

Para la frecuencia se asignará un valor en función de lo acontecido en los tres últimos años a través de los informes de auditoría interna, preverificación o verificación, de acuerdo a la valoración siguiente.

Frecuencia	VALORACIÓN
Nunca detectado	0
<3 veces en 3 años	1
3-6 veces en 3 años	3
≥6 veces en 3 años	10

Para la gravedad se realiza una valoración en función de la repercusión del fallo sobre la desviación provocada en el dato de emisión del flujo fuente correspondiente.

Gravedad	VALORACIÓN
<ul style="list-style-type: none"> • Variación del dato de emisión CO₂ < incertidumbre máxima permitida del dato de actividad del flujo fuente. • Incumplimiento de frecuencias de muestreo/calibración igual o menor al 5% de lo establecido 	1
<ul style="list-style-type: none"> • Variación del dato de emisión CO₂ > incertidumbre máxima permitida y ≥ 2 veces el dato de actividad del flujo fuente. • Incumplimiento de frecuencia de muestreo / calibración entre 5%-25% de lo establecido 	3
<ul style="list-style-type: none"> • Variación del dato de emisión CO₂ ≥ 2 veces incertidumbre máxima permitida y ≥ 2 veces el dato de actividad del flujo fuente. • Incumplimiento de frecuencia de muestreo / calibración ≥ 25% de lo establecido • Contabilidad doble de emisiones de CO₂ u omisión de flujos fuente 	10

La valoración final de los riesgos surgirá del producto de ambos factores según se indica a continuación.

Riesgo	VALORACIÓN
0	No detectado
<5	Leve
Entre 5 y 10	Moderado
≥10	Elevado

Serán aceptables riesgos leves, si bien, en caso de detectarse un riesgo moderado se revisará si las medidas empleadas para mitigar el riesgo se han llevado a cabo según lo previsto y se revisarán éstas en la auditoría o verificación interna siguiente. En caso de riesgos elevados, se adoptarán acciones que deben documentarse y ser trazables en el contexto de las actividades de flujo de datos.

Las situaciones para las que se evalúan los riesgos pueden ser agrupadas en categorías. En el anexo IIIb de esta guía, se proponen algunas agrupaciones tanto para flujos fuente como para los criterios de posible evaluación.

Posibilidad C.

La sistemática de evaluación semicuantitativa puede particularizarse, en caso necesario, a un proceso de medición específico⁸⁴. El operador en este caso determinará los criterios de evaluación mediante un listado de chequeo específico en el que se incluyan todas las situaciones en que el proceso de medición pueda fallar o, en el caso más general, los datos ofrecidos puedan no existir o contener errores. Las situaciones que han de considerarse incluirán al menos:

- Posibles fallos de operación del instrumento y periodos de mantenimiento programados.
- Funcionamiento fuera de especificaciones.
- Interrupción de suministro eléctrico.
- Fallo de conexión informática.
- Falta de verificación/calibración/mantenimiento.
- Errores de transcripción de datos.
- Accidente, fuerza mayor, etc.

La particularización de esta evaluación de riesgos específica debe considerarse en casos muy especiales tales como planteamientos alternativos de medición.

⁸⁴ Ejemplos específicos de aplicación a instrumentos de medición pueden consultarse en la GD6 europea

15. SEGUIMIENTO, NOTIFICACION Y VERIFICACIÓN

El titular presentará a la autoridad competente, antes del 31 de marzo⁸⁵ de cada año, un informe de emisiones que incluya las emisiones anuales del período de notificación y que haya sido verificado con arreglo al Reglamento de Ejecución.

El informe de emisiones tendrá los contenidos indicados en el Anexo X del Reglamento. Se utilizarán los formatos electrónicos que ponga a disposición los organismos implicados en el proceso: Comisión Europea, organismo competente o verificador.

Adicionalmente, cada fábrica de cemento deberá comprobar periódicamente si es posible mejorar la metodología de seguimiento. Para ello, el titular deberá someter a la aprobación de la autoridad competente un informe conteniendo la información referida a continuación, con carácter anual⁸⁶ y antes del 30 de junio de cada año.

La información⁸⁷ que debe incluir este informe se refiere fundamentalmente a tres situaciones:

- La primera se refiere al hecho de que el titular no aplique al menos los niveles requeridos y se actualice la justificación de los motivos técnicos o de costes aplicables.
- La segunda se refiere al hecho de utilizar planteamientos alternativos y de si la aplicación de dichos planteamientos, que evita la aplicación del sistema de niveles sigue siendo vigente y justificable.
- La tercera se refiere al hecho de que el titular haya recibido un informe de verificación que señale irregularidades importantes o contenga recomendaciones de mejora. En este caso este informe incluirá⁸⁸ la argumentación, medidas y plazos que se han aplicado o se pretenden aplicar para corregir/implantar dichas irregularidades o mejoras.

El informe de mejora se considera como una de las fuentes que pudieran sugerir cambios tanto en el PS como en el PMS.

⁸⁵ En el caso de que el OC requiera el informe en una fecha anterior ésta nunca será antes del 28 de febrero

⁸⁶ Para instalaciones tipo B cada dos años.

⁸⁷ Para una reseña completa de esta información véase los apartados 2 y 3 del artículo 69 del Reglamento.

⁸⁸ Este informe al que se refiere al apartado 4 del artículo 69 del Reglamento puede presentarse, si se desea, separadamente.

ANEXO I. DETERMINACION DE FRACIONES DE BIOMASA PARA COMBUSTIBLES DERIVADOS DE RESIDUOS

El muestreo de CDR para la determinación de la fracción de biomasa debe tener en cuenta dos variables principales: categoría de las emisiones y concepto de partida.

Categoría de los flujos fuente:

En primer lugar, los métodos de muestreo dependerán de la categoría de las emisiones del flujo fuente correspondiente, entendiendo flujo fuente en este caso como la emisión procedente de todos los residuos considerados como combustibles mezclados con fracciones de biomasa.

La categoría de fuente se refiere a la clasificación de flujos-fuente en minimis, secundaria o principal de acuerdo a lo establecido en el epígrafe 6.4 de esta guía y contabilizando, para dicha clasificación, el carbono fósil únicamente.

De acuerdo a este principio cabe distinguir dos situaciones:

1. CDRs que constituyen fuente de minimis
2. CDRs que constituyen fuentes secundarias o principales

CDRs que constituyen fuentes de minimis

Para la determinación de los datos de actividad y factores de cálculo, incluyendo el factor relativo al descuento de biomasa, el titular puede determinarlos haciendo uso estimaciones conservadoras en vez del sistema de niveles. Por tanto, en este caso pueden ser de aplicación los siguientes criterios:

Para la determinación de los datos de actividad: se utilizarán los datos de entrada de báscula de fábrica.

Para la determinación de VCN, FE y FD⁸⁹ se utilizarán, de acuerdo con el artículo 31 del Reglamento, alguna de las siguientes posibilidades:

- Factores estándar, estequiométricos o aquellos utilizados por el Estado miembro en el inventario nacional entregado a la Secretaría de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.
- Valores de la bibliografía acordados con la autoridad competente, por ejemplo, los citados en el Reglamento, en el inventario nacional o en el WBCSD.
- Valores especificados y garantizados por el proveedor del material, siempre que el titular pueda demostrar a satisfacción de la autoridad competente que el contenido de carbono presenta un intervalo de confianza del 95 % para una desviación máxima del 1 % de su valor especificado.
- Valores basados en análisis realizados en el pasado, siempre que el titular pueda demostrar a satisfacción de la autoridad competente que son representativos de las futuras partidas del mismo material.

⁸⁹ Con carácter general se utilizará un Factor de Descuento de biomasa (FD) que afecta a los datos de actividad.

CDRs que constituyen fuentes secundarias o principales.

En este caso la variable que define la estrategia de muestreo es el concepto de partida. El sistema de niveles es de aplicación en lo que respecta a la determinación de datos de actividad y factores de cálculo. En particular la aplicación del sistema de niveles para la determinación de fracciones de biomasa estará de acuerdo a lo indicado en la legislación decir:

- Si es de aplicación el nivel 1. el operador basará sus cálculos o bien en factores de emisión y fracciones de biomasa estándar y en base a métodos estándar publicados por la Comisión Europea.

O bien, si lo anterior no existe, se considerará algún método de estimación aprobado por la autoridad competente.

En este caso la determinación de VCN, FE y FD se realizará anualmente sobre una muestra representativa compuesta de muestras puntuales del CDR entrante en la fábrica considerado como un único flujo fuente.

- Si el nivel de aplicación es 2, el operador determinará factores específicos por medio de análisis, de acuerdo a una norma relevante y según un método aprobado por la autoridad competente.

Nota: De acuerdo a la legislación vigente para fuentes secundarias, y tanto para datos de actividad como para cada factor de cálculo, el operador debe aplicar el máximo nivel de planteamiento que sea técnicamente factible y no incurra en costes irrazonables con el mínimo de 1.

Sobre la consideración del concepto de partida en este caso, cabe hacer las siguientes consideraciones generales.

Concepto de partida

En primer lugar, ha de distinguirse claramente los objetivos a los que obedece un control de recepción en fábrica con respecto a la valoración global de la fracción de biomasa de un combustible.

El muestreo de un combustible o materia prima con respecto a su especificación de compra en la entrada de la fábrica obedece a tres tipos de condicionantes:

- Técnicos: en los que la medición de uno o varios parámetros sirven para:
 - Establecer zonas de almacenamiento o acopio
 - Para un tratamiento diferenciado respecto a su transporte y molienda (humedad, dureza, fracción granulométrica, etc.)
 - Para poder predecir la posible influencia del mismo en parámetros fundamentales de proceso: conducción del horno, reactividad del clinker etc.
- Económicos: en los que los parámetros medidos sirven para la aceptación y facturación del lote: peso (o dato de actividad), poder calorífico etc.
- Medioambientales: en los que los parámetros medidos sirven como medida de salvaguardia de que los contaminantes relacionados se encuentran en todo momento dentro de los rangos establecidos en la Autorización Ambiental Integrada de la instalación.

Cualquiera de estos tres condicionantes, y en particular los económicos y medioambientales, obligan a que el muestreo a la entrada de la fábrica sea intensivo y se aplique a cualquiera de las corrientes de materias primas o combustibles que suministra cada proveedor independientemente.

Por otra parte, existen parámetros en los que no es necesario un conocimiento inmediato de los mismos, sino que éstos pueden extraerse de información integrada correspondiente a un tiempo o cantidad determinada que constituye una unidad homogénea de información que puede considerarse a todos los efectos un lote o partida.

Esta información integrada se extrae de muestras compuestas obtenidas por composición homogénea de muestras individuales obtenidas en el control de recepción. Estas muestras serán fiel reflejo del combustible que realmente va a entrar en el horno. En este caso dejan de tener importancia cuestiones tales como el número de proveedores o la cantidad de toneladas recibidas, sino que cobra importancia la representatividad de las muestras así formadas.

Concepto de partida en CDRs

En este sentido, para la definición de partida para CDRs se adopta el enfoque indicado en el Anexo VII del MRR de acuerdo a alguna de las dos alternativas siguientes:

- Residuos sólidos (residuos fósiles puros o una mezcla de residuos fósiles con residuos de biomasa) Cada 5.000 toneladas, al menos cuatro veces al año. (...)
- En caso de establecerse una frecuencia distinta, está será tal que se garantice que la media anual del parámetro considerado se determine con una incertidumbre máxima de menos de 1/3 de la incertidumbre máxima requerida en el nivel aprobado con respecto a los datos de la actividad para el mismo flujo fuente.

Estrategia de muestreo en CDRs

La aplicación de esta estrategia de muestreo queda limitada a los flujos para los que se haya establecido un nivel de planteamiento 2, el más alto, en lo que respecta a la determinación de la fracción de biomasa, es decir, en base a análisis.

Atendiendo a los criterios del Anexo VII del MRR, en lo que se refiere a combustibles y materiales mezclados, se empleara una estrategia de muestreo basada en las toneladas entrantes en fábrica y a la estrategia de muestra compuesta definida en la guía nº 5 europea.

El plan de muestreo en este caso incorpora la aproximación de partida compuesta de tal manera que el muestreo se realiza conjuntamente para la corriente de CDR entrante tomando muestras puntuales que incluyan todos los proveedores existentes.

La estrategia de muestreo es válida tanto para los factores de biomasa como para los análisis de FE y VCN de acuerdo al siguiente cuadro indicativo:

DEFINICIÓN DE LOTE	CONDICIONES ESPECIALES	COMPOSICIÓN DE MUESTRAS	APLICABILIDAD
Cada 5000 t con el enfoque de muestra compuesta Se muestrea en la entrada de báscula o en la tolva de entrada	Fábrica con suministro anual mayor de 5.000t/año ⁹⁰	Se tomarán muestras cada 200 t de CDR entrante para cada lote de 5.000t lo que hace un total de 25 muestras puntuales como mínimo que componen la muestra compuesta representativa de cada partida alcanzando a todos los proveedores.	FE, VCN, FB
	Fábrica con suministro anual menor de 5.000t ⁹¹ .	Se tomarán muestras cada 100 t En esta situación se cubrirán a todos los proveedores minoritarios analizándose la muestra resultante aun no llegándose a completar el lote preestablecido	FE, VCN, FB

Quando se tenga un número suficiente de datos la estrategia de muestreo puede ser revisada con objeto de establecer una frecuencia menor de análisis, si, con arreglo a los datos históricos, los cuales deberán incluir los valores analíticos del combustible o material correspondiente durante el periodo de notificación inmediatamente anterior al actual, cualquier variación de dichos valores analíticos no supera un tercio del grado de incertidumbre que está obligado a respetar para la determinación de los datos de la actividad correspondientes al combustible en cuestión.

En cualquier caso, el muestreo se realizará de acuerdo a las disposiciones de la norma EN 15.442 teniendo en cuenta las siguientes consideraciones generales.

Consideraciones generales de muestreo respecto a la EN 15442.

La partida de material considerada debe ser definida basándose en el modo de suministro, tanto desde el punto de vista del transporte: Camión/Tren/Barco

Como desde el punto de vista de las condiciones de suministro: En fábrica/En planta procesadora/En puerto.

Para acotar el concepto de lote puede hacerse referencia tanto a:

- La especificación requerida (puede ser el proveedor si es el caso)
- Al proceso de producción
- A la cantidad identificable por lotes especificados en contrato o similar.

El lote podrá consistir en uno o varios (una serie) de camiones siempre que la especificación sea común. El personal tendrá en cuenta las toneladas entrantes⁹² para conocer cuando es necesario tomar muestra. La estrategia de muestreo figurará en el plan de control de la fábrica u otro documento equivalente.

⁹⁰ Para una mayor flexibilidad, la fábrica podrá optar por un criterio temporal en vez de por un criterio basado en datos de actividad si así lo desea tal y como se indica en la tabla del epígrafe 10.

⁹¹ En ocasiones es difícil predecir con precisión las cantidades anuales entrantes pudiendo presentarse ocasiones en que para flujos entrantes pueda no haberse completado una de las muestras en el periodo esperado, en estos casos puede flexibilizarse la cadencia de composición de las muestras a cada 200t o permitirse que la muestra se analice en el siguiente periodo, una vez completa.

⁹² Tal y como se indica en el artículo 35 del Reglamento, puede optarse por un criterio temporal indistintamente.

Se tomarán las muestras, o incrementos, de tal manera que se recojan:

- Todos los tipos de elementos existentes sin descartar ninguna fracción granulométrica.
- La composición de muestras se realice por agregación de todos los incrementos tomados
- La muestra objeto de análisis se obtenga por cuarteos sucesivos hasta obtener el tamaño requerido.

Métodos de ensayo.

A continuación, se incluyen los métodos de ensayo que pueden utilizarse para determinar la fracción de biomasa en combustibles.

Los laboratorios deberán cumplir con los criterios acordes con la clasificación del flujo fuente. En caso de no haber necesidad o posibilidad de utilizar laboratorios acreditados se seguirán los criterios señalados en el epígrafe 10.4 de esta guía.

Método del C14

Para una reseña completa del método del carbono 14 puede acudir al Anexo C de la norma EN 15440. El principio del método se basa en que la cantidad de biomasa de una muestra es proporcional al contenido en carbono 14 de la misma.

El método consiste en una combustión de la muestra de manera que sea aplicable la medición del C¹⁴ por alguno de los siguientes métodos (equivalentes):

- Método proporcional de centelleo
- Ionización beta
- Espectrometría de masas acelerada

Método de disolución selectiva

Para una reseña completa del método de disolución selectiva acúdase al anexo A de la Norma EN 15440.

Método de selección manual

Esta puede considerarse una variante del segundo de los métodos indicados en los criterios de descuento variable con la diferencia de que la selección (clasificación del combustible) no se realiza en origen por el proveedor, sino que lo realiza el propio operador de acuerdo con unos criterios de muestreo que se definirán al efecto.

El método de ensayo de selección manual puede consultarse en el Anexo B de la Norma EN 15.440:2010.

Los métodos de selección manual podrán particularizarse al número de fracciones que se tengan realmente en la planta siempre que se respete la metodología general establecida en la misma.

ANEXO II. PROPUESTA PARA LA DETERMINACION DEL FACTOR DE BIOMASA DE LOS NFUs EN ESPAÑA.

- **Requisitos de seguimiento y notificación aplicables**

Al efecto del seguimiento de las emisiones mediante un método de cálculo, los factores de cálculo pueden determinarse bien mediante la utilización de valores por defecto o bien mediante análisis de laboratorio. La determinación de la fracción de biomasa o fósil de los combustibles o materiales mezclados difiere de la determinación de otros factores de cálculo en dos aspectos:

1. No existe una lista de valores por defecto en el anexo VI del Reglamento MRR.
2. La realización de los análisis de laboratorio puede resultar difícil debido a problemas de muestreo de materiales heterogéneos, o bien carecer de fiabilidad debido a problemas técnicos referidos a los métodos analíticos disponibles.

El Reglamento contiene, pues, en su artículo 39 una serie de disposiciones especiales para tal fin por las que se establece el siguiente planteamiento jerárquico:

1. *Cuando el titular determine mediante análisis la fracción de biomasa de un combustible o material específico, con sujeción a los requisitos correspondientes al nivel y a la disponibilidad de los valores por defecto apropiados, dicha determinación se realizará basándose en una norma aplicable y en los métodos analíticos incluidos en la misma, y únicamente con la aprobación de la autoridad competente.*
2. *Si la determinación mediante análisis de la fracción de biomasa de un combustible o material mezclado a la que se refiere el apartado 1 es técnicamente inviable o genera costes irrazonables, el titular deberá determinarla aplicando las directrices publicadas por la Comisión relativas a los factores de emisión y valores de la fracción de biomasa estándar correspondientes a los combustibles y materiales mezclados, y a los métodos de estimación.*

A falta de estos factores de emisión y valores estándar, el titular asumirá una fracción de biomasa igual a cero, o bien someterá a la aprobación de la autoridad competente un método que permita determinar dicha fracción. En el caso de combustibles o materiales que se originan en un proceso de producción con flujos de entrada definidos y trazables, el titular podrá basar dicha determinación en un balance de las masas del carbono fósil y de biomasa que entran y salen del proceso.

Es decir, de acuerdo con lo señalado en el Documento de orientación nº3: Cuestiones relacionadas con la biomasa en el RCDE:

- El requisito de más alto nivel es un análisis a medida, como sucede en el caso de otros factores de cálculo (se trata del nivel 2 con arreglo al anexo II, apartado 2.4, del Reglamento). Sin embargo, se añade aquí un requisito específico con arreglo al que la autoridad competente debe aprobar explícitamente la metodología de determinación, que ha de basarse en normas pertinentes.
- Cuando el nivel más alto no sea técnicamente viable o entrañe unos costes irrazonables, el titular deberá aplicar uno de los siguientes elementos:
 - Utilización de los valores por defecto de la fracción de biomasa y el factor de emisión publicado por la Comisión, si se dispone de ellos (tales valores podrán incluirse en las versiones posteriores del documento de orientación nº 3),

- Utilización de un método de estimación publicado por la Comisión, si se dispone del mismo (según el documento de orientación nº3 se desarrollará en una fase posterior)
- En caso de que no exista un valor por defecto de la Comisión y la institución no haya propuesto un método de estimación aplicable, el titular:
 - partirá del supuesto de que la fracción de biomasa es igual a cero (es decir, se basará en la hipótesis prudente de que todo el material es de origen fósil);
 - o propondrá un método de estimación que someterá a la autoridad competente para su aprobación;

Por lo tanto, cuando el nivel más alto no sea técnicamente viable o entrañe unos costes irrazonables, el titular deberá determinar la fracción de biomasa de un combustible o material mezclado aplicando las directrices que publique la Comisión Europea relativas a los factores de emisión y valores de la fracción de biomasa estándar correspondientes a los combustibles y materiales mezclados, y a los métodos de estimación.

Ante la ausencia de las mismas y de conformidad con lo establecido en el párrafo 2 del artículo 39.2 del Reglamento, corresponde someter a la aprobación de la autoridad competente un método que permita determinar dicha fracción.

Actualmente se está celebrando un intercambio de información entre Estados miembros sobre los valores por defecto de las fracciones de biomasa y los factores de emisión de los materiales mezclada y a este respecto la Comisión Europea ha desarrollado un documento de Respuestas a las preguntas frecuentes (FAQs regarding Monitoring and Reporting in the EU ETS, Draft of 18 October 2013) que establece lo siguiente:

“... la composición de los neumáticos varía ampliamente entre fabricantes y tipos de neumático (coches, camiones, tractores). Los fabricantes mantienen la confidencialidad de los datos de composición y los análisis son muy complejos porque resulta prácticamente imposible realizar un muestreo representativo. Por ello, es recomendable desarrollar valores por defecto a nivel nacional, o incluso a nivel comunitario, si pueden recogerse suficientes datos de los Estados miembros...”

Así pues, siguiendo la recomendación de la Comisión en este documento FAQs y lo establecido en el Reglamento, el sector cementero español ha decidido plantear valores por defecto a nivel nacional en la Guía de Monitorización de Emisiones GEI del Sector Cementero Español.

Por lo tanto, hasta la publicación de directrices por parte de la Comisión a este respecto, se propone seguir el enfoque propuesto para el desarrollo de valores a nivel nacional por el sector cementero español en este documento, y tomar los valores por defecto para los NFU planteados en la Tabla 2.

Para complementar el argumento de uso de los factores de cálculo para la determinación del factor de biomasa se presenta a continuación un análisis de costes irrazonables. En este sentido, según la Guía 1 (GD1) publicada por la Comisión Europea de Orientaciones para la correcta interpretación del Reglamento para las instalaciones. **“La eficiencia económica es una consideración importante en el Reglamento. Por lo general, el titular puede quedar eximido de cumplir algún requisito específico, cuando la plena aplicación de dicho requisito implique costes irrazonables. Por consiguiente, se requiere una definición clara de «costes irrazonables», y podemos encontrarla en el artículo 18.1 del Reglamento “cuando un titular de instalaciones u operador de aeronaves alegue que la aplicación de una metodología de seguimiento específica genera costes irrazonables, la autoridad competente procederá a evaluar el carácter irrazonable de los costes teniendo en cuenta las justificaciones aportadas por el titular u operador.**

En el punto 1 de este documento se desarrolla el estudio de los costes asociados a la determinación de la fracción de biomasa *mediante análisis* según el reglamento (artículo 39.1), que lleva a la conclusión que dicha determinación generaría costes irrazonables.

- **Enfoque propuesto por el sector cementero español para el desarrollo de valores a nivel nacional**

El documento de Respuestas a las preguntas frecuentes desarrollado por la Comisión Europea (FAQs regarding Monitoring and Reporting in the EU ETS, Draft of 18 October 2013) establece que los valores típicos de la fracción de biomasa contenida en neumáticos fuera de uso notificados informalmente se encuentran comprendidos en el rango de [20...30]%, el valor calorífico neto en el rango de [25...35] GJ/t y el factor de emisión preliminar en el rango de [80...90] t CO₂/TJ.

Este documento establece también que, en ausencia de datos más fiables, tienen que usarse los valores más conservadores, esto es, el límite superior del rango para el factor de emisión y el valor más bajo para la fracción de biomasa, a menos que el operador pueda proporcionar evidencia de la existencia de valores más representativos.

En el caso de España, y puesto que al principio del régimen de comercio de derechos de emisión la determinación de fracciones de biomasa era una cuestión en la que no se contaba con suficiente experiencia, se optó por realizar una serie de campañas de medición de la fracción de biomasa mediante una metodología adecuada. En base a esto se han realizado tres campañas de medición: 2005, 2008, 2010 y una cuarta que completa la experiencia de muestreo y análisis en este campo en el 2012.

Los resultados obtenidos en las campañas de muestreo son los siguientes:

PAIS	FB	FE	METODO USADO
ESPAÑA	Datos Gaiker 2005: 29,87%	Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de España	Basados en % NR en neumáticos con análisis de TGA/FTIR
	Plan muestreo 2008: 30,85%		
	Plan muestreo 2010: 24,72%		
	Plan muestreo 2012: 30,12%		

Tabla 1: resultados de campañas de muestreo fracción biomasa NFU

Por lo tanto, **dado que en España existen valores fiables más representativos para la fracción de biomasa procedentes de las campañas de muestreo y análisis realizadas en los años 2005, 2008, 2010 y 2012, se propone usar estos valores (media aritmética de los valores de la fracción de biomasa obtenidos en las 4 campañas), en lugar de utilizar los valores más conservadores de los rangos donde están comprendidos los valores típicos.**

En cuanto al factor de emisión y al valor calorífico neto, el artículo 24(1) del Reglamento 601/2012 requiere que el factor de emisión empleado sea coherente con el VCN. A este respecto se propone utilizar valores bibliográficos procedentes del último Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de España (el valor recogido en el Anexo VI (1) del Reglamento 601/2012 de 85.0 tCO₂/TJ proviene del WBCSD-CSI (Iniciativa para la sostenibilidad de la industria del cemento del Consejo Mundial Empresarial para el Desarrollo Sostenible)).

- **Conclusiones. Valores propuestos para los NFU en el periodo 2013-2020.**

Tal y como se ha comentado anteriormente siguiendo las recomendaciones de la Comisión y del Reglamento, se ha decidido desarrollar valores por defecto a nivel nacional, puesto que se dispone de datos fiables más representativos para la fracción de biomasa.

La experiencia llevada a cabo en España por el sector cementero permite considerar los valores de análisis existentes como valores representativos de la realidad de los NFUs consumidos en fábricas de cemento.

Por lo tanto, tal y como se explica en el apartado anterior, además de la metodología de cálculo con factor variable que la fábrica pueda considerar⁹³, se propone utilizar un factor fijo para la fracción de biomasa (FB) para todo el periodo 2013-2020 y los valores de FE y VCN indicados para cada año del periodo 2013-2020, en el último Inventario de emisiones GEI de España disponible y comunicado a la Secretaría del Convenio Marco sobre Cambio Climático:

Periodo	FB	FE	VCN
2013-2020	28,89% <i>(valor fijo para el periodo)</i>	85 (tCO₂/TJ) <i>(valor variable en función del último Inventario GEI)</i>	31,39(GJ/t) <i>(valor variable en función del último Inventario GEI)</i>

Tabla 2: valores propuestos FB, FE y VCN para los NFU periodo 2013-2020

Nota: Los FB se han calculado como media de los valores de FB de los planes de muestreo realizados en España en 2005, 2008, 2010 y 2012 que figuran en la tabla .1.

Nota: En esta tabla los valores de FE y VCN para el 2013 se han tomado del documento de la tabla 3.5.13 y de la tabla A8.3 respectivamente del último "Inventario de emisiones GEI en España 1990-2011 Ed 2013".

Como veremos en el Punto I de este documento, el análisis de costes irrazonables señala que es aceptable que se utilicen datos bibliográficos para todos los factores de cálculo sin excepción. Este análisis además se refuerza, para el caso particular del FB, por dos circunstancias particulares que no se daban al comienzo del funcionamiento del régimen de comercio de derechos de emisión:

- La experiencia acumulada en España con la realización de cinco planes de muestreo tal y como se ha mostrado.
- La experiencia acumulada en Europa en este mismo aspecto. Este punto se desarrollará con más detenimiento en el punto II de este documento.

No obstante, si para el año 2016, la Comisión Europea no ha publicado directrices relativas a los factores de emisión y valores de la fracción de biomasa estándar correspondientes a los combustibles y materiales mezclados, se procederá a realizar una nueva campaña de medición de la fracción de biomasa de los NFU con la metodología diseñada y utilizada por el sector cementero español en los años 2005, 2008, 2010 y 2012 aprobada por las autoridades competentes, para comprobar la adecuación de

⁹³ Ver planteamientos de cálculo en la figura del apartado 10.5

los valores propuestos por el sector en la tabla 2 y comprobar que no se registran desviaciones importantes de los datos propuestos en la misma. De este modo se permanece del lado de la seguridad y se podrán confirmar la robustez de los datos empleados.

➤ **Punto I: Análisis de costes irrazonables.**

El Reglamento MRR en su artículo 18 “Costes irrazonables”, apartados 1 y 3 establece:

- 1. Cuando un titular de instalaciones u operador de aeronaves alegue que la aplicación de una metodología de seguimiento específica genera costes irrazonables, la autoridad competente procederá a evaluar el carácter irrazonable de los costes teniendo en cuenta las justificaciones aportadas por el titular u operador.
La autoridad competente considerará que los costes son irrazonables cuando la estimación de los mismos supere a los beneficios. A estos efectos, se calcularán los beneficios multiplicando un factor de mejora por un precio de referencia de 20 EUR por derecho de emisión, y en los costes se incluirá un período de amortización adecuado, basado en la vida útil de los equipos.*
- 2. Por cuanto se refiere a la evaluación del carácter irrazonable de los costes en relación con la elección del nivel correspondiente a los datos de la actividad, la autoridad competente utilizará como factor de mejora al que se refiere el apartado 1 la diferencia entre el grado de incertidumbre actual y el umbral de incertidumbre del nivel correspondiente a la mejora, multiplicada por las emisiones medias anuales generadas por el flujo fuente durante los tres últimos años.*

Los costes por tanto serán considerados irrazonables si:

$$C > P * AEm * IF, \text{ donde:}$$

C= costes (€/año)

P=precio establecido (20€/t CO₂)

AEm= media de las emisiones de los flujos fuente (t CO₂/año)

IF= factor de mejora 1%

Se consideran en el estudio las 18 instalaciones consumidoras de neumáticos fuera de uso en el periodo considerado (2010-2012) de tal manera que se consideran individualmente los costes de implantar el plan de muestreo para cada una de las instalaciones analizadas en relación a los beneficios potenciales. Los datos considerados han sido los siguientes:

- Estadística oficial de OFICEMEN: Datos verificados de consumo de NFU según partes de CO₂: consumos de NFUs.
- FB: Campaña 2005 a 2012.
- FE y VCN: Documentos Recomendaciones del Grupo Técnico de Comercio de Emisiones de CCPPC de 2008, 2011 y 2012.
- Número de análisis: Disposiciones sobre frecuencia de los análisis del Reglamento (artículo 35 y cuadro del Anexo VII).
- Datos de coste: costes reales internos y externos.

En esta tabla se analizan todos los parámetros desde el lado del beneficio con las fuentes indicadas. El precio tomado para calcular los beneficios es de 20€/tCO₂.

Año	2010	2011	2012
NFUs (toneladas/año)	116.395	128.509	118.873
FB (%)	24,7	24,7	30,1
FE (tCO ₂ /TJ)	85	85	85
VCN (GJ/T)	31,39	31,39	31,39
Emisiones (tCO ₂)	233.851	258.190	221.703
Media emisiones (tCO ₂)		237.914	
Factor mejora (1%), (tCO ₂)		2.379	
Beneficios (€)		47.583	

Desde el lado de los costes, se consideran todos los costes internos y externos prorrateados a un año, incluyendo los costes prenormativos de acuerdo a la siguiente tabla. En el caso de las dos primeras partidas se considera que dichos gastos son comunes a todas las fábricas y se reparten por tanto solidariamente entre las 18 fábricas que consumen NFUs.

Además, hay que tener en consideración que de acuerdo al Anexo VII del Reglamento la frecuencia mínima de los análisis para residuos sólidos (combustibles mezclados con biomasa) será cada 5.000 t y cuatro veces al año como mínimo. Para calcular el número mínimo de análisis anuales requeridos por el Reglamento, se dividen el consumo anual medio de NFUs de los últimos 3 años entre dicha frecuencia mínima anual dando como resultado la necesidad de realizar 25 muestreos al año.

Para realizar los cálculos de los costes que tendría que realizar una planta y dado que no se dispone de datos de consumo de NFU que tendrá lugar en cada planta para el periodo 2013-2020, se ha optado por tomar el caso más conservador desde el punto de vista de los costes, que es aquel en el que cada planta deberá realizar muestreos 4 veces al año como mínimo.

En la siguiente tabla se muestran los **costes mínimos** que debería realizar **una planta** tomando la **hipótesis más conservadora de 4 muestreos mínimos al año**:

Concepto	Coste (€)
Costes elaboración documentos prenormativos.	2.250/18= 125
Planificación muestreo (visita planta procesado y elaboración plan muestreo)	2.000/18=111
Toma de muestras por OCA	4*995
Procesado manual de neumáticos + análisis de termogravimetría	4*19.602
Análisis FE+VCN	4*3.932
Análisis de datos y emisión de informe	4*6.000
Contraste C ¹⁴	990
Total €	123.342

Aplicando por tanto la condición de coste irrazonable:

$C > P * Em * Fm$, tenemos que

123.342 € > 47.583 €, y por tanto los costes superan a los beneficios.

En una **aplicación**, en este caso indirecta de los **costes incurridos**, por una **instalación individual** tenemos que seleccionar el **caso más conservador**, es decir, **aquella instalación donde mayores sean las emisiones para dicho flujo fuente**.

Para calcular el número mínimo de análisis anuales requeridos por el Reglamento, se dividen el consumo anual medio de NFUs de los últimos 3 años entre dicha frecuencia mínima anual dando como resultado la necesidad de realizar 6 muestreos al año. Para realizar los cálculos de los costes se ha tomado el caso más conservador que es aquel en el que cada planta deberá realizar muestreos 4 veces al año como mínimo.

En este caso tendríamos:

Año	2010	2011	2012
NFUs (toneladas/año)	28.074	32.590	31.509
FB (%)	24,7	24,7	30,1
FE (tCO ₂ /TJ)	85	85	85
VCN (GJ/T)	31,39	31,39	31,39
Emisiones (tCO ₂)	56.404	65.477	58.765

Media emisiones (tCO ₂)	60.216
Factor mejora (1%), (tCO ₂)	602
Beneficios (€)	12.043

Aplicando la condición de coste irrazonable para aquella instalación individual donde mayores son las emisiones para el flujo fuente por tanto quedaría:

$C > P * Em * Fm$, tenemos que:

123.342 € > 12.043 € y nuevamente los costes superan a los beneficios

A la vista del análisis realizado puede concluirse que, dado que los costes exceden con mucho a los beneficios, la metodología de seguimiento que correspondería aplicar según el Reglamento para la determinación de la fracción de biomasa en NFUs utilizados como combustible alternativo en instalaciones de fabricación de cemento genera costes irrazonables.

➤ **Punto II: Análisis de la situación en Europa.**

Para ilustrar que la situación es la misma en el resto de los países miembros respecto a la asunción de estos mismos principios se ha construido la siguiente tabla en la que se muestra la situación de los países miembros más relevantes:

PAIS	FB	FE	METODO USADO
CSI (Cement Sustainability Initiative) WBCSD	27%	85 tCO ₂ /TJ	Recopilación de datos del sector cuyo resultado muestra que los datos obtenidos son similares a valores por defecto conocidos y con una baja desviación estándar. La conclusión es la propuesta de presentar un valor por defecto para los NFU.
ETRma (European Tyre & Rubber manufacturers' association)	Ligeros: 18.3% Pesados: 29.1%	-	ASTM D6866 Método analítico estandarizado para determinar el contenido de base biológica de muestras sólidas, líquidas y gaseosas, utilizando la datación por radiocarbono. Los resultados son utilizados por el Ministerio de Medio Ambiente de Francia como referencia para el cálculo de emisiones de CO ₂ del sector cemento
ALIAPUR (Sistema gestion de NFU francés)	Ligeros: 18.3% Pesados: 29.1%	-	Método ASTM D6866-08
ALEMANIA (VDZ)	27%	88 t CO ₂ /TJ	% C orgánico
UK	27.8%	85.93 t CO ₂ /TJ	Basados en % NR en neumáticos
ITALIA	27%	Dato ultimo inventario UNFCC	Decisión 14/2009 Ministerio de Medio Ambiente de Italia. %NR
AUSTRIA	24%		Federal Waste Management Plan. %NR
ESPAÑA	Datos Gaiker 2005: 29,87%	Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de España	Basados en % NR en neumáticos con análisis de TGA/FTIR
	Plan muestreo 2008: 30,85%		
	Plan muestreo 2010: 24,72%		
	Plan muestreo 2012: 30,12%		

Tabla 3. Situación en Europa

Cabe destacar que:

- Para todos sin excepción se admite un enfoque de descuento fijo.
- Normalmente el periodo de duración es el de todo el periodo de comercio.

- Siendo coherentes con las Decisiones anteriores y con el nuevo Reglamento se admiten factores de cálculo fijos (FE⁹⁴ y VCN) bibliográficos.

El enfoque de descuento fijo con valores bibliográficos para todos los factores de cálculo implicados en la determinación de biomasa es unánimemente aceptado en Europa.

ANEXO IIIa. EVALUACION DE RIEGOS. POSIBILIDAD A.

El cuadro de criterios aplicables se presenta en la siguiente tabla:

CRITERIO		RANGO	VALOR
Numero de fuentes	Principales	≤2	Y
		>2	X
	Secundaria	≤2	Y
		>2	X
	Minimis	≤2	Y
		>2	X
Métodos B	Nº de basculas	≤2	Y
		>2	X
	Nº de cementos	≤3	Z
		4<C<5	Y
		≥6	X
	Nº de adiciones	≤2	X
		>2	Y
	∃ basculas de proceso	No	Y
Si		X	
Métodos A	Periodicidad calibraciones	semestral	X
		anual	Y
	Periodicidad verificaciones	Al menos mensual	Z
		Trimestral	Y
		> Trimestral	X
	∃ calculo alternativo	Si	Y
No		X	
Proceso	∃ de by-pass	No	Y
		Si	X
	CKD	No se considera	Y
		Se considera	X
Gestión de datos	Adquisición automática de datos	Conectados	Y
		Sin conexión	X
Actividades de Control	Numero de actividades de control	<3	X
		3	Y
		4	Z
RESULTADO			ΣRESULTADOS

⁹⁴ En este documento cuando se refiere al FE debe entenderse el FEpre en el sentido de la definición 35 del artículo 3 del Reglamento

Tanto la definición de los criterios como el número de los mismos ha de ser definida por el titular, así como los valores X, Y Z⁹⁵ resultado de la valoración. El titular tendrá que establecer unos valores finales de riesgo para establecer las acciones de control a las que se refiere el Reglamento. Para este análisis se propone el siguiente esquema:

	RESULTADO	ACCIONES DE CONTROL
RIESGO ALTO	$P \leq \Sigma \text{RESULTADOS} \leq Q^*$ *RANGO DE VALORES A DEFINIR POR LA FABRICA	Se requieren acciones de control adicionales a las existentes en la instalación
RIESGO MEDIO	$P \leq \Sigma \text{RESULTADOS} \leq Q^*$ *RANGO DE VALORES A DEFINIR POR LA FABRICA	No se requieren acciones de control adicionales a las existentes en la instalación, pero se recomienda establecer objetivos de mejora respecto a las actividades de flujo de datos
RIESGO BAJO	$P \leq \Sigma \text{RESULTADOS} \leq Q^*$ *RANGO DE VALORES A DEFINIR POR LA FABRICA	No se requieren acciones de control adicionales a las existentes en la instalación

Las actividades de control resultantes de análisis de riesgos deben documentarse y ser trazables en el contexto de las actividades de flujo de datos.

ANEXO IIIb. CRITERIOS DE EVALUACIÓN.

Se propone a continuación alguna agrupación de criterios de evaluación que pueden utilizarse⁹⁶:

Para la evaluación de datos de actividad en flujos fuente:

CONCEPTO	Frecuencia	Gravedad	Evaluación
Error en toma de contadores			
Error en traslado de datos a inventario			
Error en traslación de datos a fichero electrónico			

⁹⁵ Los valores X, Y Z puede considerarse que incluyen una cuantificación de la probabilidad de ocurrencia y del impacto asociado para cada uno de los criterios evaluados.

⁹⁶ La agrupación y criterios pueden ser adaptados por cada fábrica a criterio del operador.

Para evaluación de factores de cálculo en flujos fuente:

CONCEPTO	Frecuencia	Gravedad	Evaluación
Error en preparación de muestras traslado y envío			
Métodos de ensayo no normalizados/acreditados			

Para evaluación otros riesgos:

CONCEPTO	Frecuencia	Gravedad	Evaluación
Perdida de datos en sistemas informáticos			
Incumplimiento de frecuencias de calibración			
Omisión de flujos fuente o doble contabilización			

GLOSARIO

AEGEI	Autorización de Emisión de Gases de Efecto Invernadero
CEN	Comité Europeo de Normalización
CCPCC	Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático
CKD	Cement Kiln Dust (polvo de cemento del horno)
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
COT	Carbono Orgánico Total
EA	European co-operation for Accreditation
EMAS	Eco-Management and Audit Scheme
FCON	Factor de Conversión
FE	Factor de Emisión
FIFO	First In, First Out (primero en entrar, primero en salir)
FOX	Factor de Oxidación
IDR	Informe de Datos de Referencia
IETA	International Emissions Trading Association
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISO	International Standards Organization
LIFO	Last In, First Out (último en entrar, primero en salir)
OFICEMEN	Agrupación de fabricantes de cemento de España
PCI	Poder calorífico inferior (concepto equivalente a VCN)
PSC	Poder calorífico superior
PNA	Plan Nacional de Asignación
PS	Plan de Seguimiento
PMS	Plan Metodológico de Seguimiento.
VCN	Valor Calorífico Neto
VIM	International vocabulary of basic and general terms in metrology.
WBCSD	World Business Council for Sustainable Development

DOCUMENTACIÓN DE REFERENCIA

- DIRECTIVA (UE) 2018/410 Del Parlamento Europeo y del Consejo de 14 de marzo de 2018 por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para intensificar las reducciones de emisiones de forma eficaz en relación con los costes y facilitar las inversiones en tecnologías hipocarbónicas, así como la Decisión (UE) 2015/1814
- Reglamento Delegado (UE) 2019/331 de la Comisión de 19 de Diciembre de 2018 por el que se determinan las normas transitorias de la Unión para la armonización de la asignación gratuita de Derechos de Emisión con arreglo al artículo 10 bis de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento y el Consejo.
- Reglamento de Ejecución (UE) 2018/266 de la Comisión de 19 de diciembre de 2018 sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero en aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento y del Consejo y por el que se modifica el Reglamento (UE) 601/2012.
- REAL DECRETO 18/2019: el proceso de asignación gratuita y su aplicación en España en el periodo 2021-2030.
- Documentos Guía de la CE GD1-GD9
- Reglamento UE 601/2012 de la Comisión sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero en aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento y del Consejo y sus Guías de aplicación: http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring/documentation_en.htm.
- Corrección de errores del Reglamento (UE) nº 601/2012 de la Comisión, de 21 de junio de 2012, sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero en aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.
- Decisión 2007/589/CE. Decisión de la Comisión de 18 de julio de 2007 por la que se establecen directrices para el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.
- Decisión 2004/156/CE. Decisión de la Comisión de 29 de enero de 2004 por la que se establecen directrices para el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.
- LEY 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el Régimen del Comercio de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero.
- EA. EA6/03. Guidance for Recognition of Verification Bodies under EU ETS Directive. 2005
- WBCSD. Cement CO₂ Protocol. 2005.
- WBCSD. GHG Corporate Accounting and Reporting Standard. 2004.
- IETA. EUETS Verification Protocol v2.0. 2005
- Especificaciones de los combustibles seleccionadas para elaborar los Inventarios de Emisiones a la Atmósfera en España. Grupo de Trabajo de Calidad del Aire del Ministerio de Medio Ambiente. V Seminario Calidad Aire de España. 2006.

- CCPPC. Recomendaciones de la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático para la aplicación coordinada del Régimen del Comercio de Derechos de Emisión en España. 2007.
- OFICEMEN. Guía sobre las metodologías básicas para el seguimiento y notificación de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el Sector Cementero Español. 2004.
- Revista Cemento Hormigón. Arturo Alarcón Barrio La verificación de CO₂ en el sector del cemento. Experiencia y resultados en el primer año de funcionamiento del sistema de Comercio de Derechos de Emisión. 2006.
- IECA. Ponencias de la Jornada de Verificación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero en la Industria Cementera. 2007.
- Curso: Cálculo de incertidumbres en las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Labein. 2006.
- Curso: Análisis de Incertidumbres. Gabinete de Servicios para la Calidad. 2006.
- IECA. Juan Carlos López Agüí. Apuntes. Ley de propagación de errores e incertidumbres. 2006.
- EA-4/02 Expression of the Uncertainty of Measurement in Calibration. 1999.
- Universitat Rovira i Virgili. Alicia Maroto et al. Cálculo de incertidumbre en medidas físicas: medida de una masa.
- Eurachem/CITAC. Guide CG 4, Quantifying uncertainty in analytical measurement. 2000.
- National Institute of Standards and Technology. Guidelines for Evaluating and Expressing the Uncertainty of NIST Measurement Results. 1994.
- Anexo I de la guía de buenas prácticas de 2000 y anexo I de la versión revisada en 1996 de las Directrices del IPCC (Reporting Instructions): <http://www.ipccnggip.iges.or.jp/public/public.htm>.
- «Guía para la expresión de la incertidumbre de medida», ISO/TAG 4. Publicada por la Organización Internacional de Normalización (ISO) en 1993 (corregida y reeditada en 1995) en nombre de BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP y OIML.
- ISO-5168:05 Measurement of fluid flow - Procedures for the evaluation of uncertainties.
- ISO 5725:94. Accuracy (trueness and precision) of measurement methods and results
- ISO 17025:05. Evaluación de la conformidad. Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración.

