



Ghidul nr. 9

GHID PRIVIND MONITORIZAREA ȘI RAPORTAREA CONFORM REGULAMENTULUI PRIVIND NOILE REGULI DE ALOCARE



Acest ghid își propune să clarifice cerințele stabilite în Directiva 2003/87/CE de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul Comunității și de modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului, cu modificările și completările ulterioare, denumită în continuare Directiva EU ETS și Regulamentul (UE) nr. 331/2019 de stabilire a normelor tranzitorii pentru întreaga Uniune privind alocarea armonizată și cu titlu gratuit a certificatelor de emisii în temeiul articolului 10a din Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului, denumit în continuare FAR și este esențial pentru înțelegerea acelor norme obligatorii din punct de vedere legal

CUPRINS

INTRODUCERE	4
1. SCOPUL DOCUMENTULUI	5
2. ASPECTE NOI PENTRU PERIOADA A 4-A A ETS	6
2.1. ELEMENTE NOI DIN PERSPECTIVA DIRECTIVEI EU ETS	6
2.2. ELEMENTE NOI DIN PERSPECTIVA REGULAMENTULUI FAR.....	7
2.3. NOI ELEMENTE REFERITOARE LA VERIFICARE	8
3. CONSIDERAȚII PRIVIND SITUAȚIILE INSTALAȚIILOR SPECIFICE	8
3.1. INSTALAȚII CU EMISII REDUSE.....	8
3.2. INSTALAȚII NOU INTRATE.....	9
3.3. RENUNȚAREA LA ALOCAREA CU TITLU GRATUIT.....	9
3.4. FUZIUNI ȘI DIVIZĂRI.....	9
4. CICLUL DE CONFORMITATE CU EU ETS SAU CU SISTEMUL MRVA ÎN GENERAL) 10	
5. REGULI DE MONITORIZARE	11
5.1. PREZENTARE GENERALĂ A REGULILOR DE MONITORIZARE FAR.....	11
5.2. PRINCIPII GENERALE	12
5.3. DATE PRIVIND NIVELUL INSTALAȚIEI ȘI DIVIZAREA ÎN SUBINSTALAȚII	13
5.4. SELECTAREA CELEI MAI PRECISE SURSE DE DATE	18
5.4.1 IERARHIA SURSELOR DE DATE	20
5.4.2. FEZABILITATEA TEHNICĂ ȘI COSTURI NEREZONABILE	23
5.4.3 EVALUAREA SIMPLIFICATĂ A INCERTITUDINII	25
5.5. MANIPULAREA UNITĂȚILOR FOLOSITE DE MAI MULTE SUBINSTALAȚII	27
5.6. MONITORIZAREA NIVELURILOR DE PRODUCȚIE	28
5.7. MONITORIZAREA ENERGIEI TERMICE MĂSURABILE	29
5.8. REGULI REFERITOARE LA CHP	30



5.9. REGULI REFERITOARE LA FLUXURILE TERMICE TRANS-FRONTALIERE.....	30
5.10. BALANȚA TERMICĂ DETALIATĂ	31
5.11. DETERMINAREA LIMITELOR SUBINSTALAȚIILOR CU INDICATOR DE REFERINȚĂ COMBUSTIBIL.....	31
5.12. DETERMINAREA LIMITELOR SUBINSTALAȚIILOR CU INDICATOR DE REFERINȚĂ EMISII DE PROCES.....	33
5.13. REGULI PENTRU GAZELE REZIDUALE.....	34
5.14. MONITORIZAREA ENERGIEI ELECTRICE	35
Anexa. Lista ghidurilor destinate agenților economici în vederea realizării unei contribuții la reducerea birocrăției	35



INTRODUCERE

Monitorizarea și raportarea emisiilor de gaze cu efect de seră rezultate din activitățile instalațiilor EU ETS a fost un subiect intens dezbătut de la înființarea și intrarea în vigoare a schemei de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră (EU ETS) în 2005.

În 2009, odată cu prima revizuire a Directivei UE ETS, care a intrat în vigoare la 1 ianuarie 2013, normele care reglementau alocarea gratuită a certificatelor de emisii au fost modificate pentru consolidarea sistemului ETS.

În perioada 2013-2020, cantitatea de certificate de emisii care au fost alocate cu titlu gratuit s-a bazat pe un proces complex de calcul, care a ținut cont de mai multe documente: Directiva EU ETS revizuită (2009/29/CE), Decizia privind standardele de referință (Benchmarking) (Decizia 2011/278/CE), precum și documentele de orientare pregătite de către consorțiul de consultanță Ecofys-Entec în numele DG Clima.

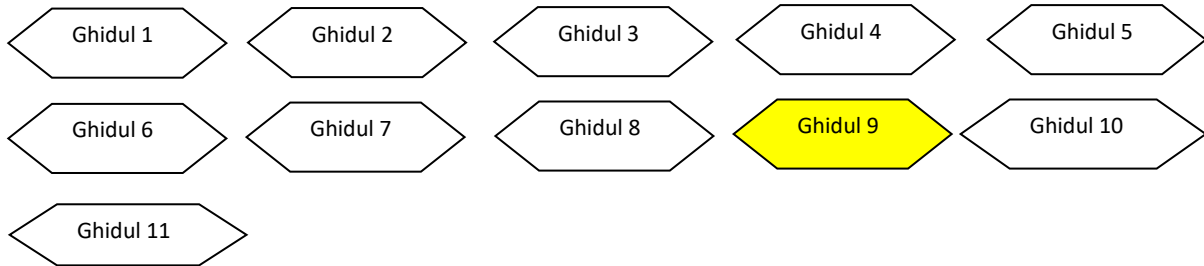
Revizuirea Directivei 2003/87/CE de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisii de gaze cu efect de seră în cadrul Comunității și de modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului pentru faza IV (2021-2030) a avut ca scop asigurarea unui sistem mai eficient și mai armonizat (Directiva 2018/410/CE).

Pentru faza a IV a ETS, sectoarele ETS, în ansamblu, vor trebui să își reducă emisiile și să contribuie la ținta UE de reducere a emisiilor de GES cu 55% până în 2030, comparativ cu anul de bază 2005.

Acest lucru echivalează cu o reducere anuală a volumului de certificate de emisii de 2,2% începând cu 2021, mai mare decât rata de reducere din faza a III-a care era de 1,74%.

Acest ghid a fost elaborat în cadrul proiectului „Aplicarea sistemului de politici bazate pe dovezi în Ministerul Mediului pentru sistematizarea și simplificarea legislației din domeniul deșeurilor și realizarea unor proceduri simplificate pentru reducerea poverii administrative pentru mediul de afaceri în domeniul schimbărilor climatice”, cod SIPOCA 394 și este parte a unui set de 11 ghiduri¹ destinate agenților economici în vederea realizării unei contribuții la reducerea birocrăției, precum și pentru a sprijini operatorii economici din România să pună în aplicare tratamentul unităților de cogenerare și să promoveze cele mai bune practici în faza a IV-a EU ETS.

¹ Lista prezentată în Anexă.



1. SCOPUL DOCUMENTULUI

Acest ghid are ca scop asigurarea suportului tehnic pentru autoritățile competente și operatori economici aflați sub incidența EU ETS, în vederea implementării corespunzătoare a metodologiei de alocare a certificatelor de GES pentru a 4-a perioadă a EU ETS (post 2020), în conformitate cu prevederile Regulamentului Delegat al Comisiei 2019/331 (FAR).

De asemenea, ghidul conține îndrumări pentru operatorii ETS și autoritățile competente pentru a implementa, dacă este cazul, măsurile echivalente privind monitorizarea și raportarea emisiilor de gaze cu efect de seră rezultate din activitățile instalațiilor ETS.

Acest ghid conține îndrumări pentru toate părțile implicate (autorități competente, operatori economici) cu privire la monitorizarea și raportarea emisiilor de gaze cu efect de seră rezultate din activitățile instalațiilor ETS, detaliază definițiile aferente proceselor de monitorizare și raportare a emisiilor de gaze cu efect de seră rezultate din activitățile instalațiilor ETS, precum și regulile privind modul de abordare a diferitelor situații care pot apărea.

Trimiterile la articole din acest document se referă la Directiva UE ETS revizuită și la FAR.

Ghidul acoperă următoarele domenii principale :

- oferă o imagine de ansamblu asupra ciclului de conformare (FAR) și introduce conceptele esențiale relevante pentru monitorizarea datelor relevante pentru valorile de referință în EU ETS;
- oferă îndrumări privind cerințele de monitorizare și raportare introduse de FAR și cerințele specifice pentru planul metodologic de monitorizare (MMP);
- oferă o analiză aprofundată a conceptelor importante de "sub-instalație" și "emisii atribuite", precum și o prezentare generală a definițiilor, acronimelor utilizate și textelor legislative.



- oferă sugestii diferitelor părți interesate (operatori, verificatori, personal autoritate competentă, organisme naționale de acreditare) prin care documentele de orientare furnizează cel mai rapid mod de a învăța noile concepte necesare pentru alocarea cu titlu gratuit în perioada a 4-a a EU ETS.
- furnizează informații suplimentare pentru operatorii de instalații în anumite situații (instalații nou intrate, instalații care pot fi excluse din EU ETS, renunțarea la alocare, fuziuni și divizări).

2. ASPECTE NOI PENTRU PERIOADA A 4-A A ETS

2.1. ELEMENTE NOI DIN PERSPECTIVA DIRECTIVEI EU ETS

În comparație cu normele privind alocările cu titlu gratuit pentru perioada a 3-a, următoarele elemente sunt noi în Directiva EU ETS și sunt reflectate în mod corespunzător în FAR:

- Durata perioadei a 4-a a EU ETS este de zece ani (2021-2030), dar alocarea este calculată ex-ante pentru două "perioade de alocare" separate, care sunt de cinci ani fiecare (2021-2025 și 2026-2030). Ca bază pentru alocare, statele membre trebuie să colecteze "date inițiale" de la operatorii. Perioadele de referință respective sunt 2014-2018, respectiv 2019-2023 și sunt stabilite în directivă (Articolul 5) 11(1))
- Alocarea cu titlu gratuit poate fi acordată numai operatorilor care au prezentat datele relevante ("raportul cu date de referință", potrivit FAR)
- Valorile de referință vor fi actualizate (articolul 10a alineatul (2)) la fiecare cinci ani, pe baza aceleiași colectări de date, utilizând anii 2016-2017 și, respectiv, 2021-2022. Nu se prevede nici o modificare a listei. Acest lucru are un impact amplu asupra cerințelor privind datele, deoarece "emisiile atribuite la nivel de sub-instalație" sunt necesare pentru a calcula un indicator de referință
- Este propusă o listă unică a sectoarelor expuse unui risc semnificativ de relocare a emisiilor de dioxid de carbon aplicabilă pentru cei zece ani ai perioadei a 4-a, stabilită în anul 2019

Următoarele elemente se aplică schimbărilor aduse alocării cu titlu gratuit în cursul perioadelor de alocare:

- Numai "instalațiile greenfield" vor fi considerate "nou intrate", în conformitate cu noua definiție prevăzută la articolul 3 litera (h) din directivă;
- Modificările nivelului de activitate vor declanșa modificările de alocare - Regulamentul 1842/2019
- Ajustările de alocare nu vor mai fi bazate pe modificări de capacitate - prin urmare, nu este necesar să se monitorizeze și să se raporteze informații privind



capacitatea. Ajustările se vor baza pe modificarea nivelului de activate, calculat ca medie a doi ani anteriori

2.2. ELEMENTE NOI DIN PERSPECTIVA REGULAMENTULUI FAR

Comparativ cu CIMS-urile din perioada a 3-a, FAR aduce câteva elemente de noutate:

- Operatorii trebuie să aibă un "plan metodologic de monitorizare" (MMP) ca bază pentru monitorizarea lor. Acesta urmează conceptul de "raport metodologic" necesar în a treia perioadă și nu acoperă doar descrierea surselor de date utilizate pentru datele istorice ci oferă și abordările anticipative pentru monitorizarea reală a seturilor de date detaliate în timp. MMP trebuie să fie aprobat de autoritatea competentă (AC), la fel ca și planul de monitorizare (MP) în conformitate cu Regulamentul privind monitorizarea și raportarea (MRR) aplicabil emisiilor anuale. Cu toate acestea, datorită constrângerilor de sincronizare, este recunoscut faptul că o astfel de aprobare poate să nu fie posibilă în timp pentru depunerea primului raport cu datele de referință (în 2019). Prin urmare, cu excepția cazului în care AC decide să solicite aprobarea prealabilă, verficatorul va trebui să valideze MMP pentru prima trimitere a rapoartelor cu datele referință, similar cu ceea ce s-a făcut cu rapoartele metodologice pentru a treia perioadă; acest lucru implică verificarea conformității cu FAR.
- Conținutul minim al MMP este definit în Anexa VI al FAR.
- FAR conține reguli detaliate pentru împărțirea instalației în sub-instalații (articolul 10), evitarea dublei contabilizări și omisiuni și atribuirea de emisii către subinstalații în scopul actualizării valorii de referință (benchmark) (anexa VII, secțiunea 10).
- FAR conține reguli detaliate pentru selectarea celor mai exacte surse de date. În comparație cu MRR, acest concept oferă un fel de "niveluri de lumină", cu o ierarhizare prevăzută pentru selectarea surselor de date (secțiunea 4 din anexa VII a FAR). O evaluare a incertitudinii este necesară doar pentru a furniza un motiv de abatere de la ierarhia principală a abordărilor.
- Ca și în MRR, un element-cheie pentru asigurarea calității datelor este acela că operatorul trebuie să implementeze un sistem robust de control intern, care include o evaluare a riscurilor.
- În mod similar, este necesară îmbunătățirea continuă a MMP, dar nu sunt avute în vedere rapoarte de îmbunătățire (articolul 9 privind actualizarea MMP).
- Pentru a reduce la minim decalajele de date, FAR prevede că, în măsura posibilului, fără a genera costuri nerezonabile, sursele de date alternative trebuie să fie enumerate în MMP, alături de sursa principală bazată pe cele mai exacte surse de date. Prin urmare, operatorul poate asigura coroborarea datelor principale.

- Conținutul minim al raportului privind datele inițiale este prezentat în anexa IV la FAR. Comisia a furnizat un model pentru asigurarea armonizării la nivel comunitar a acestor rapoarte.
- FAR solicită ca rapoartele cu date de referință să fie verificate de un verficator acreditat, în conformitate cu Regulamentul de acreditare și verificare (revizuit) (AVR).
- Pentru a primi alocarea cu titlu gratuit, operatorul trebuie să depună o cerere de alocare cu titlu gratuit, până la un termen limită specificat ce constă din:
 - Un raport cu date de referință;
 - Un raport de verificare;
 - MMP-ul folosit pentru rapoartele de mai sus, dacă nu a fost deja aprobat de AC.
- Cererea de alocare cu titlu gratuit este voluntară. Operatorii pot renunța la alocarea gratuită, de ex. dacă sarcina administrativă este percepută mai mare decât beneficiul alocării gratuite. Operatorul este obligat să monitorizeze și să raporteze datele numai dacă intenționează să depună o cerere de alocare cu titlu gratuit.
- Procesul de determinare a alocării cu titlu gratuit a fost modificat, în special datorită actualizării valorilor de referință.
- Cadrul general al regulilor de stabilire a alocării gratuite pe baza indicatorilor de referință ai produsului, a nivelurilor de activitate istorică (NAI), a abordărilor descendente și a diferiților factori de corecție a rămas în mare parte neschimbat.

2.3. ELEMENTE NOI REFERITOARE LA VERIFICARE

Au fost elaborate reguli detaliate pentru verificarea și acreditarea verficatorilor pentru datele FAR. Aceste reguli sunt incluse în AVR revizuit.

3. CONSIDERAȚII PRIVIND SITUAȚIILE INSTALAȚIILOR SPECIFICE

3.1. INSTALAȚII CU EMISII REDUSE

Dacă instalația intră într-una dintre categoriile reglementate de articolele 27 sau 27a din Directiva UE ETS, statul membru poate decide excluderea instalației din EU ETS în anumite condiții (în cazul articolului 27, trebuie să se ia măsuri echivalente aplicate pentru stimularea reducerilor de emisii).

Va trebui să continuați să monitorizați emisiile anuale, precum și datele relevante pentru alocarea cu titlu gratuit, pentru a vă pregăti pentru situația în care instalația depășește pragurile relevante pentru excludere. De asemenea, va trebui să trimiteți un raport cu date de referință și MMP către AC. Cu toate acestea, AC poate stabili



cerințe simplificate în acest scop. În special în cazul excluderii în conformitate cu articolul 27a alineatul (3), statele membre pot solicita doar monitorizarea orelor de funcționare.

3.2. INSTALAȚII NOU INTRATE

O instalație nou intrată este orice instalație care desfășoară una sau mai multe activități prevăzute în anexa I la Directiva 2003/87/CE și care a obținut o autorizație de emisii de gaze cu efect de seră după data de 30 iunie 2019 pentru prima perioadă de alocare și după 30 iunie 2024 pentru a doua perioadă de alocare în cea de-a 4-a perioadă a EU ETS. Prin urmare, instalație nou-intrată înseamnă numai instalațiile greenfield.

3.3. RENUNȚAREA LA ALOCAREA CU TITLU GRATUIT

Operatorii pot renunța la alocarea gratuită, de ex. dacă sarcina administrativă a MRV este percepută ca fiind mai mare decât beneficiul alocării gratuite. În cazul în care operatorul decide să renunțe la alocarea gratuită la o anumită perioadă de timp, în timpul perioadei de alocare, articolul 24 din FAR oferă baza pentru aceasta. Instalația nu va primi alocarea gratuită din anul care urmează cererii depusă de operator, până la sfârșitul perioadei de alocare. În consecință, necesitatea monitorizării datelor referitoare la FAR se va încheia prin aprobarea de către AC a cererii de renunțare.

Rețineți că nu există nici o obligație ca un operator să depună o cerere de alocare cu titlu gratuit până la termenul stabilit de FAR. Dacă operatorul alege acest traseu, nu este necesar să monitorizeze datele FAR și, în consecință, nu este necesară completarea și transmiterea unui MMP.

Cu toate acestea, în cazul în care operatorul decide să aplice din nou pentru alocarea gratuită într-o fază ulterioară de alocare, trebuie să se asigure că dispune de metodologia de monitorizare relevantă pentru a determina datele relevante cerute.

3.4. FUZIUNI ȘI DIVIZĂRI

Pentru o instalație care rezultă dintr-o fuziune sau dintr-o divizare a altor instalații, va trebui să vă asigurați că datele raportate sunt aceleași date cu cele pe care fosta instalație le-ar fi raportat (adică suma nivelurilor anterioare de activitate trebuie să fie identică cu suma niveluri de activitate ulterioare etc.). Acest lucru poate fi asigurat în mod obișnuit prin realizarea unei fuziuni sau a unei divizări potrivit planului metodologic de monitorizare, astfel încât metodele de fuziune sau divizare a seturilor de date să fie clar descrise.

4. CICLUL DE CONFORMITATE CU EU ETS SAU CU SISTEMUL MRVA ÎN GENERAL

În EU ETS, ca și în orice sistem de stabilire a prețurilor la carbon, monitorizarea, raportarea și verificarea (MRV) sunt de cea mai mare importanță pentru buna funcționare a sistemului. Autoritatea competentă (AC) este responsabilă de asigurarea respectării normelor stabilite în legislație. Deoarece se repetă anual multe activități în acest sens, au fost denumite generic cu termenul "ciclu de conformare (anual)". Arhitectura generală a ciclului de respectare a emisiilor se aplică, de asemenea, în cazul MRV în scopul alocării cu titlu gratuit, astfel cum este stabilit de FAR.

În scopurile FAR, unele elemente se abat de la cadrul general:

- În primul rând, o gamă mai largă de seturi de date este relevantă decât în cadrul MRR. Datele suplimentare necesare și modul de monitorizare a acestora sunt subiectul principal al acestui document.
- Metodologia de monitorizare specifică instalației este stabilită în "Planul metodologic de monitorizare" (MMP), un document similar planului de monitorizare (MP) în cadrul MRR. Deși anumite elemente ale MP sunt, de asemenea, necesare pentru MMP, în acest stadiu nu este planificată integrarea ambelor documente într-unul, datorită diferitelor temeuri juridice și deoarece în anumite state membre ar putea fi posibil ca diferite AC să se ocupe de MP și MMP.
- MP acoperă monitorizarea după aprobarea MP. Cu toate acestea, MMP (cel puțin înainte de 2020) conține anumite elemente metodologice "spre trecut" (care se referă la "date istorice").
- Rolurile și responsabilitățile operatorului, AC și verficatorului sunt foarte asemănătoare cu cele ale MRR și AVR, cu o excepție importantă: verificarea primului raport cu date de referință va necesita ca verficatorii să valideze MMP ca fiind în conformitate cu FAR pentru perioada de referință relevantă, cu excepția cazului în care AC a aprobat deja înainte de prima transmitere a datelor (care este voluntară pentru SM).
- Ciclu de conformitate MRR și AVR este unul anual, în timp ce FAR necesită raportare doar la fiecare 5 ani. Prin urmare, regulile privind principiul îmbunătățirii nu pot folosi comentariile verficatorului anual, iar inițiativa operatorului de îmbunătățire a MMP va fi mai importantă. Cu toate acestea, pentru a limita povara administrativă, nu sunt necesare rapoarte de îmbunătățire în cadrul FAR8.
- Cu toate acestea, dispozițiile FAR de monitorizare vor fi benefice pentru stabilirea eficientă a regulilor de schimbare a nivelului de activitate (ALC), care vor necesita raportarea anuală a anumitor date (care urmează a fi definite) care sunt de asemenea relevante pentru FAR. În particular, raportarea anuală a nivelurilor de activitate va fi bazată pe aceeași MMP ca și raportul cu date de referință.



- MMP nu trebuie privit ca un document static, ci ca un document dinamic, care trebuie să fie actualizat în funcție de relevanță, pe baza revizuirii periodice a operatorului, la fel ca MP pentru emisii.

5. REGULI DE MONITORIZARE

5.1. PREZENTARE GENERALĂ A REGULILOR DE MONITORIZARE FAR

Sistemul M&R al FAR este mai solicitant decât pentru emisiile anuale în cadrul MRR, deoarece există mai multe tipuri diferite de date (nu numai fluxuri de surse sau surse de emisii, ci și produse (calitate și cantitate), energie termică (temperatură, presiune, saturație, cantitatea de debit și fluxul de retur) și electricitatea trebuie să fie monitorizate. În plus, monitorizarea la nivel de subinstalație necesită mai mult efort decât la nivel de instalație.

Pentru echilibrarea acestor cerințe suplimentare și menținerea rezonabilă a eforturilor de monitorizare, regulile de monitorizare FAR sunt mai simple decât cele pentru monitorizarea anuală a emisiilor. Aceste simplificări se referă în special la următoarele elemente:

- În FAR nu sunt definite niveluri (spre deosebire de MRR). Cu toate acestea, pentru fiabilitatea sistemului de monitorizare este totuși necesar ca operatorul să selecteze "cele mai exacte surse de date". În acest scop, FAR oferă un set de abordări și o ierarhie pentru care este preferabilă abordarea, creând astfel un sistem de "niveluri clare".
- Nu există categorii de instalații (categoriile A, B, C și instalații cu emisii scăzute) sau alte seturi de date (cum ar fi fluxurile de sursă majore/minore/de minimis). Prin urmare, există mai puține reguli care trebuie respectate.
- Pentru a evalua calitatea abordării de monitorizare, nu există o evaluare de incertitudine obligatorie. O excepție se aplică numai în cazul în care un operator dorește să furnizeze dovezi că abaterea de la ierarhia abordărilor poate fi justificată pe baza unei incertitudini mai scăzute a abordării propuse.

În general, se aplică același principiu de eficiență a costurilor ca și pentru MRR, adică operatorii sunt autorizați să utilizeze cât mai mult posibil abordări de monitorizare pentru care instrumentele de măsurare, metodele de eșantionare și analiză sunt deja în vigoare. În plus, același principiu ca și în MRR se aplică pentru a evita abordări care nu sunt fezabile din punct de vedere tehnic sau ar presupune costuri nerezonabile. Cu toate acestea, principiul îmbunătățirii este, de asemenea, aplicabil, deși este mai puțin strictă din cauza absenței unor niveluri minime definite.



Pentru dezvoltarea MMP și pentru monitorizarea și raportarea datelor în cadrul FAR, articolele 6-12 din FAR sunt esențiale, împreună cu anexa VII (Metode de monitorizare a datelor), anexa VI ("Conținutul minim al planului metodologic de monitorizare") și anexa IV ("Parametri pentru colectarea datelor inițiale", adică conținutul rapoartelor privind datele inițiale). Cu toate acestea, în multe privințe se vor găsi dispoziții relevante în MRR (în special în ceea ce privește datele privind emisiile la nivelul instalațiilor, dar și abordările generale cum ar fi evaluarea riscurilor, sistemul de control, utilizarea instrumentelor care nu se află sub controlul operatorului, măsurile QA/QC etc.). Acestea ar trebui aplicate "mutatis mutandis" la datele FAR, în care acestea nu prevăd dispoziții. Mai mult decât atât, trebuie să se țină seama de AVR în scopul verificării și de decizia privind lista riscului de relocare a emisiilor de dioxid de carbon.

5.2. PRINCIPII GENERALE

Articolul 7(1) stabilește principiile de monitorizare în cadrul FAR: "Operatorii determină date complete și coerente și se asigură că nu se produc suprapuneri între subinstalații și că nu are loc nicio dublă contabilizare. Operatorii aplică metodele de determinare stabilite în anexa VII, exercită diligența necesară și utilizează sursele de date care reprezintă cea mai mare precizie realizabilă, în conformitate cu punctul 4 din anexa VII ...".

Astfel, două aspecte pot fi considerate pietre de temelie pentru monitorizarea FAR:

- Datele trebuie să fie complete (fără dubla contabilizare) și consecvente, prin urmare acest document oferă un spațiu amplu pentru acest subiect;
- Precizia este esențială. Operatorii trebuie să acționeze cu atenție pentru realizarea acestui obiectiv.

Un prim pas în vederea respectării acestor principii este că FAR solicită operatorului să utilizeze numai metodele de monitorizare prevăzute în anexa VII. Cu toate acestea, există o dilemă. Ca orice legislație, FAR au fost scrise cu o încercare de a le păstra în mod rezonabil și concis. Prin urmare, multe cerințe sunt formulate folosind formularea generală. Cu toate acestea, fiecare dintre cele cca. 10 000 de instalații din EU ETS sunt diferite și este practic imposibil să se prevadă norme detaliate de monitorizare care să acopere toate aceste situații. Dilema este rezolvată în conformitate cu secțiunea 3.1 din anexa VII la FAR. Acesta oferă un principiu general (în conformitate cu ceea ce este cunoscut din MRR):

- În cazul în care anexa VII nu oferă în mod explicit o metodă de monitorizare aplicabilă, operatorul trebuie să aplice "o metodă adecvată" aprobată de AC (adică operatorul trebuie să elaboreze o metodă și să solicite aprobarea AC).

- O astfel de metodă adaptată este considerată "potrivită" (adică poate fi aprobată de AC), dacă se efectuează măsurători, analize, eșantionări, calibrări și validări pentru determinarea setului de date specific prin aplicarea metodelor:
 - bazate pe standardele EN corespunzătoare;
 - Atunci când astfel de standarde nu sunt disponibile, metodele se bazează pe standardele ISO sau pe standardele naționale corespunzătoare.
 - În cazul în care nu există standarde publicate aplicabile, se utilizează proiecte de standarde adecvate, orientări privind cele mai bune practici din industrie sau alte metodologii dovedite științific, limitând prelevarea de probe și măsurarea.

5.3. DATE PRIVIND NIVELUL INSTALAȚIEI ȘI DIVIZAREA ÎN SUBINSTALAȚII

Una dintre problemele fundamentale în monitorizarea și raportarea FAR este atribuirea datelor subinstalațiilor, ceea ce necesită în mod inerent monitorizarea la nivel de subinstalație. Acest lucru este mai dificil decât focalizarea doar la nivel de instalație, așa cum face MRR. Pentru acestea din urmă, este adesea necesar un singur punct de măsurare pentru fiecare flux de surse. În conformitate cu FAR, numărul de puncte de măsurare necesare crește cu numărul de sub-instalații, adică cel puțin n puncte de măsurare sunt necesare pe parametru, n fiind numărul de subinstalații unde parametrul considerat este relevant.

FAR Anexa VII punctul 3.2 conține regulile fundamentale pentru modul de atribuire a datelor către subinstalații.

Folosirea subcontoarelor

Una dintre cele mai frecvente situații la instalațiile EU ETS este că un combustibil este utilizat în mai multe unități fizice ale instalației. Această situație este aleasă pentru simplitatea sa aici pentru a ilustra principiile de bază ale divizării datelor în subinstalații. Totuși, abordări similare se aplică la toate tipurile de materiale și fluxuri de energie, de ex. atribuirea consumului de energie termică sau de energie electrică către sub-instalații.

De exemplu, consumul de gaze naturale este determinat prin contorizarea continuă. În instalațiile EU ETS există adesea o măsură centrală (contor de gaz principal) prin care gazul intră în instalație și subcontoare suplimentare la unitățile individuale de producere. Contorul principal este unul de cea mai mare importanță din motive economice, iar atât operatorul, cât și furnizorul de gaze sunt interesați de rezultatele corecte ale măsurătorilor.

În multe state membre, astfel de contoare sunt supuse la nivel național, controlului metrologic legal (NLMC). Dar, de asemenea, dacă nu este cazul, proprietarul instrumentului (adesea furnizorul de gaze sau operatorul rețelei) va asigura

Întreținerea și etalonarea regulată a instrumentului (inclusiv instrumentele pentru compensarea temperaturii și a presiunii). Din considerente de costuri, sub-contoarele sunt adesea de o precizie mai scăzută (incertitudine mai mare). De asemenea, pot exista anumite unități care nu au contoare separate, sau este posibil ca locațiile contoarelor să nu coincidă cu limitele subinstanțierilor. FAR Anexa VII secțiunea 3.2 punctul 2 conține regulile necesare pentru astfel de cazuri.

De exemplu, la o instalație fictivă în care gazul natural este utilizat în trei unități fizice care deservește două sub-instalații. Unitățile 1 și 2 aparțin subinstalației 1, iar unitatea 3 aparține subinstalației 2.

Datele subinstalațiilor trebuie ajustate astfel încât suma lor să fie identică cu datele de la nivelul instalației. Acest lucru se realizează prin aplicarea punctului 2 litera (a) din anexa VII secțiunea 3.2 din FAR: Se calculează un "factor de reconciliere" (în acest caz: citirea M_{total} împărțită la suma citirilor celor trei sub-contoare). Citirea sub-contoarelor este ulterior corectată prin înmulțirea acestora cu acest factor de reconciliere.

Divizarea în subinstalații fără contorizare directă

După cum s-a văzut în exemplul anterior (Cazul 3), uneori nu există instrumente de măsurare disponibile pentru divizarea datelor în funcție de limitele subinstalației. S-ar putea chiar să existe cazuri în care măsurarea separată este imposibilă, deoarece procesele au loc simultan sau în cadrul aceleiași unități fizice. După cum se menționează la punctul 6.2, anexa VII la FAR nu conține reguli detaliate pentru fiecare caz posibil. Cu toate acestea, pentru reducerea gamei de posibile abordări dincolo de principiul abordărilor științifice solide, punctul 1 din anexa VII secțiunea 3.2 din FAR prevede următoarele două reguli pentru tratarea împărțirilor subinstalației în absența măsurătorilor directe:

- Punctul (a) din acea secțiune FAR se ocupă de situația producției secvențiale în cadrul aceleiași "linii de producție" (sau a unității fizice) bazate pe timpul de utilizare.

Această regulă se aplică de ex. la cuptorul pentru arderea varului, unde același contor de gaz ar servi două subinstalații diferite, iar împărțirea datelor trebuie să se efectueze cu perioade de timp (de ex., citirile din contorul de gaz sunt necesare de fiecare dată când trece între subinstalații). Alte exemple comune sunt producția de produse chimice și unele industrii alimentare, în care diferite produse sunt produse în loturi unul după altul folosind același echipament și unde este necesar să se aloce consumul de energie termică (măsurabil) acestor produse pentru a distinge între subinstalații cu RR și non-RR.

- Punctul (b) acoperă toate cazurile în care perioadele nu sunt adecvate, adică situațiile în care se produc simultan produse diferite. Aceasta poate include chiar și procesul în care datele nu sunt, în principiu, măsurabile separat, cum ar fi consumul de energie termică al reacțiilor chimice în cazul în care mai multe

produse rezultă din același proces. O situație mai obișnuită este energia termică măsurabilă care trebuie atribuită unei multitudini de procese de producție și unităților fizice într-o instalație complexă, unde ar implica costuri nerezonabile instalarea unui număr corespunzător de contoare pentru energie termică.

Regula permite operatorului să atribuie parametrul care urmează să fie împărțit în funcție de limitele subinstalației (de exemplu cantitatea de energie termică măsurabilă și emisiile aferente) “se atribuie în funcție de masa sau de volumul produselor individuale produse, sau în funcție de estimările bazate pe raportul entalpiilor libere de reacție din reacțiile chimice implicate, sau pe baza altui model de distribuție adecvat, susținut de o metodă științifică solidă.”

Notă: Se poate întâmpla ca datele totale ale instalației să se abată de la suma datelor din subinstalații atunci când se utilizează diverse metode. Normele din anexa VII secțiunea 3.2 (utilizarea factorului de diferență sau de reconciliere, a se vedea secțiunea 6.3.1) trebuie utilizate pentru a se asigura că totalurile se adaugă la aceeași valoare.

Determinarea datelor - directă vs. indirectă

FAR recunoaște că, datorită numărului potențial mare de seturi de date care urmează a fi determinat, deseori nu va fi posibil (în funcție de fezabilitatea tehnică și/sau costuri nerezonabile) instalarea instrumentelor de măsurare în toate locațiile necesare. Același lucru este valabil și pentru eșantionarea și analizele adecvate pentru toate materialele implicate. Prin urmare, FAR face distincția în anexa VII:

- **Determinare directă:** Acest lucru înseamnă că pentru determinarea cantităților (combustibili, materiale, energie termică măsurabilă, gaze reziduale, energie electrică) există un instrument de măsură disponibil pentru monitorizare care poate fi citit pentru a da imediat cantitatea, cum ar fi m³ sau tone de combustibil, TJ sau MWh consumate, etc.

Determinarea directă poate însemna și utilizarea documentelor care conțin valori care rezultă din astfel de măsurători directe, de ex. facturi pentru carburanți, emise pe baza unor instrumente de măsurare care nu sunt sub controlul operatorului sau date istorice conținute în documentația scrisă sau în bazele de date ale operatorului. În scopul analizelor, determinarea directă înseamnă că parametrul analitic de interes este analizat (de exemplu, conținutul de carbon al unui material), în timp ce determinarea indirectă ar însemna analiza conținutului altor constituenți și determinarea conținutului de carbon prin calcularea diferenței din total.

- **Determinare indirectă:** Aceasta înseamnă calcularea valorilor pe baza altor cantități care pot fi determinate direct.

Ca regulă generală, FAR preferă determinarea directă față de metodele indirecte, așa cum este clar exprimată în ierarhia abordărilor discutate în secțiunea 6.6 a acestui document.

FAR Anexa VII secțiunea 3.4 oferă o gamă largă de metodologii indirecte, în special pentru atribuirea energiei termice măsurabile subinstalațiilor, deoarece contoarele de energie termică sunt adesea insuficient disponibile, iar procesele consumatoare de energie termică sunt foarte diverse (cum ar fi reacțiile chimice (endoterme), încălzirea, uscarea, distilarea materialelor, încălzirea spațiului, dezinfecția etc.):

“Dacă nu există o metodă de măsurare sau de analiză directă pentru un set de date necesar, în special în cazurile în care energia termică măsurabilă netă se utilizează în diferite procese de producție, operatorul propune utilizarea unei metode de determinare indirectă, cum ar fi:

- (a) calculul bazat pe un proces chimic sau fizic cunoscut, utilizând valorile corespunzătoare acceptate din literatura de specialitate pentru proprietățile chimice și fizice ale substanțelor implicate, factorii stoichiometrici corespunzători și proprietățile termodinamice, cum ar fi entalpiile de reacție, după caz;
- (b) calculul bazat pe datele de proiect ale instalației, cum ar fi eficiența energetică a unităților tehnice sau consumul de energie calculat pe unitate de produs;
- (c) corelările bazate pe testele empirice de determinare a valorilor estimate pentru setul de date necesar, efectuate cu echipamente necalibrate, sau pe datele documentate în protocoalele de producție. În acest sens, operatorul se asigură că respectiva corelare satisface cerințele bune practici și este aplicată numai pentru determinarea valorilor care se încadrează în intervalul pentru care aceasta a fost stabilită. Operatorul evaluează valabilitatea acestor corelări cel puțin o dată pe an..“

Odată ce a fost elaborată o metodă adecvată pentru atribuirea unui parametru relevant subinstalațiilor, parametrii suplimentari (dacă sunt corelați) pot fi atribuiți în consecință. Dacă, de exemplu, o instalație trebuie să împartă energia termică măsurabilă totală consumată în conformitate cu expunerea la RR și non-RR al proceselor de producție, același raport de consum de energie termică poate fi aplicat pentru împărțirea cantităților de combustibil ale instalației, consumului de energie și emisiilor în conformitate cu limitele subinstalație.

Măsurarea energiei termice măsurabile ar putea fi un caz special. Utilizarea unui singur contor de energie termică, care include toate măsurătorile necesare ale parametrilor, ar fi considerată determinare directă. În mod similar, măsurarea debitului, a temperaturii și a stării mediului de încălzire într-o singură țevă la ieșirea boilerului, în combinație cu o singură locație pentru măsurarea debitului/temperaturii la punctul de retur la boiler, ar putea fi considerată o determinare directă. Pe de altă parte, măsurarea separată a temperaturilor și a debitului (și starea de saturație) în locații diferite ar putea fi considerată măsurare indirectă, în special dacă nu toate cantitățile necesare sunt măsurate la toate punctele necesare. În cazul în care există îndoieli, operatorul ar trebui să solicite acordul autorității competente în momentul selectării surselor de date.

Exemple de determinare indirectă și corelații

Exemplul 1 - subinstalațiile cu valoare de referință pentru energie termică (substanțe chimice)

În acest exemplu, energia termică măsurabilă este produsă într-o singură unitate CHP. Apoi se consumă în două procese de producție, unul producând un produs expus RR, iar celălalt un produs non-RR. Prin urmare, atribuirea energiei termice (și consumul de combustibil și emisiile asociate) trebuie atribuite subinstalațiilor respective de referință pentru energie termică. De exemplu, se presupune că există puține măsurători directe.

Pasul 1: Determinați energia termică măsurabilă produsă: Informațiile minime cunoscute ar fi consumul de combustibil pentru unitatea de cogenerare, precum și eficiența proiectată pentru producția de energie electrică și termică. Consumul de combustibil este deja necesar în conformitate cu MRR și, prin urmare, se cunoaște acest lucru. Operatorul poate determina cantitatea de energie termică măsurabilă produsă utilizând eficiența proiectată și consumul de combustibil, utilizând secțiunea 8 din anexa VII la FAR. Odată ce acest lucru este cunoscut, se pot determina și emisiile legate de producția de energie termică. Emisiile rămase aparțin producției de energie electrică și, prin urmare, nu sunt atribuite unei subinstalații.

Pasul 2: Determinați divizarea între subinstalația de referință pentru energie termică expusă RR și non-RR: Operatorul poate propune realizarea acestei împărțiri prin atribuirea cantității totale de energie termică proporțională cu masa celor două produse, fiecare înmulțită cu un factor de cântărire. În acest caz, masa celor două produse este măsurată direct, iar factorii de ponderare sunt luați din documentația de proiect a instalației (presupunând că această documentație conține informații precum "x TJ consumată pe tona de produs" sau "y tone de abur saturat de 110°C" - cerința minimă ar fi aceea că informația este disponibilă atât pentru produse, cât și pentru utilizarea unităților comparabile. În acest caz, energia termică în TJ și tone de aburi pot fi comparate prin utilizarea tabelelor corespunzătoare. MMP trebuie să conțină o descriere și o justificare a modului în care se determină și se aplică factorii de cântărire.

Exemplul 2: Cuptor cu var cu produs secundar

Acest lucru se bazează pe instalația descrisă la punctul 4.5: presupunând că nu există nici o dozare a gazului la acest cuptor, determinarea cantității de gaz natural care aparține subinstalației cu valoare de referință var și sub-instalației cu valoare de referință pentru combustibil necesită următoarele informații:

- Măsurarea perioadei de timp în care se produce varul (comercializat) și/sau atunci când se produce oxid de magneziu, inclusiv o definiție a momentului în care se va realiza împărțirea (se poate considera că există o perioadă în care nici

varul comercializat și nici oxidul de magneziu comercializat nu sunt produse, totuși consumul de gaz trebuie atribuit undeva). Pentru aceasta din urmă, o simplă ipoteză ar fi că punctul decisiv în timp este întotdeauna când începe alimentarea cu materii prime noi.

- Cum arderea oxidului de magneziu și a varului are loc la diferite temperaturi ale procesului, este puțin probabil ca aceleași cantități de gaz să fie consumate pe oră în ambele cazuri. Pentru determinarea consumului orar de gaze, operatorul are următoarele posibilități:
 - Efectuați teste într-un moment în care nu își desfășoară activitatea alți consumatori de gaze la instalație, de ex. în timpul întreținerii altor unități la instalație;
 - Folosiți valorile din literatură pentru cerința specifică de energie a varului care arde și a oxidului de magneziu (și folosirea unor factori de ajustare pentru pierderile de energie termică, pentru care trebuie să se facă presupuneri rezonabile).

Exemple de corelări

Alte exemple în cazul în care corelările pot fi utile: conform punctului 9 din anexa IV MRR, cantitatea de clincher produs poate fi "recalculată" utilizând cantitatea de ciment produsă și raportul clincher/ciment de diferite grade de ciment produse. Calculul opus poate fi utilizat pentru a determina cantitățile de ciment necesare în exemplul prezentat în secțiunea 4.5.

De asemenea, MRR permite în mod explicit utilizarea "corelări empirice", de ex. determinarea factorilor de emisie pe baza măsurătorilor densității anumitor uleiuri sau gaze, inclusiv cele comune industriei rafinării sau a oțelului (adică gazele reziduale în sensul FAR) sau factorii de emisie bazați pe puterea calorică netă pentru anumite tipuri de cărbune. Aceste corelări trebuie determinate prin aplicarea normelor comune stabilite pentru analizele de laborator.

5.4. SELECTAREA CELEI MAI PRECISE SURSE DE DATE

Articolul 7 din FAR cere ca operatorul să folosească "sursele de date care reprezintă cea mai mare precizie realizabilă, în conformitate cu punctul 4 din anexa VII".

Procesul de selectare a acestor surse de date este explicat în această secțiune.

În multe cazuri, operatorul are mai multe opțiuni pentru a determina un anumit set de date. Se poate alege între adăugarea valorilor mai multor sub-contoare pentru a obține totalul sau pentru a utiliza măsurarea totală ca sursă primară de date și a utiliza sub-contoarele numai pentru divizarea în subinstalații. Este posibil să existe și varianta de a alege între contoare aflate sub controlul operatorului și alte contoare (de exemplu, sub controlul furnizorului de combustibil). Pe de altă parte, este posibil

să existe și o lipsă de contoare sau de analize și operatorul ar trebui să prezinte una sau mai multe metode indirecte (inclusiv estimări sau corelări, dacă este necesar) și să aleagă între acestea.

Pentru fiecare set de date, operatorul trebuie să aleagă metode de determinare atât pentru datele istorice, cât și pentru datele de monitorizare. Adesea acest lucru nu este menționat în continuare în FAR și în acest document, deoarece se poate presupune că există date istorice disponibile în înregistrările măsurătorilor utilizând aceleași instrumente ca și pentru monitorizarea viitoare. Cu toate acestea, datorită principiului îmbunătățirii (de exemplu, instalarea de noi contoare suplimentare), sursele de date pentru date istorice și noi pot (trebuie) să difere. Abordarea pentru selectarea surselor de date este în mare parte aceeași pentru ambele tipuri de date, cu singura excepție că pentru monitorizarea viitoare operatorul ar putea fi nevoit să instaleze instrumente de măsurare sau să efectueze analize care nu sunt disponibile pentru datele istorice.

Procesul de selecție: După cum s-a menționat în secțiunea 5.2 privind dezvoltarea MMP, operatorii ar trebui să menționeze mai întâi toate sursele de date disponibile pentru fiecare parametru (set de date) necesar. În cazul în care există necesitatea utilizării metodelor indirecte, este de obicei util să se ia în considerare mai multe metode diferite. Chiar și atunci când măsurarea directă este posibilă, este important să se ia în considerare surse de date diferite în scopul efectuării de verificări coroborate. Ori de câte ori operatorul are mai multe opțiuni de monitorizare, articolul 7 și anexa VII secțiunea 4.3 din FAR solicită operatorului să selecteze sursa de date "cea mai bună" ca sursă primară de date (adică cea care furnizează datele care ajung în cele din urmă în raportul de date de bază), și unde este posibil o sursă, "a doua cea mai bună" ca sursă de date, coroborată. Importanța acesteia din urmă este prezentată în secțiunile 5.5 și 5.6 din acest document. Descrierea ierarhiei surselor de mai jos se aplică atât surselor de date primare cât și coroborate.

Cele mai bune surse de date sunt, în primul rând, cele care se situează la cel mai înalt nivel în ierarhia abordărilor. Cu toate acestea, operatorii ar trebui să ia în considerare, de asemenea, că sursele alese "trebuie să asigure un flux de date clar, cu cel mai scăzut risc și risc de control inerent". Atunci când este relevant pentru alegerea sursei de date, operatorul ar trebui să dea o justificare relevantă în MMP pentru abaterea de la ierarhia surselor de date.

Notă: Pentru toți parametrii care urmează să fie determinați, sunt necesare date anuale, care îndeplinesc limitele dintre anii calendaristici (miezul nopții de la 31 decembrie) cât mai apropiat posibil. Secțiunea 5 din anexa VII la FAR conține dispozițiile relevante în acest sens. Deoarece acestea sunt identice cu prevederile similare MRR, nu se oferă nici o indicație suplimentară aici. Secțiunea 6.1.2 din MRR GD 1 oferă informațiile necesare pentru monitorizarea emisiilor, care poate fi aplicată mutatis mutandis tuturor seturilor de date FAR.

5.4.1 IERARHIA SURSELOR DE DATE

FAR în anexa VII secțiunile 4.4 - 4.6 oferă o ierarhie pentru diferite tipuri de seturi de date generice. Este o "ierarhie", deoarece FAR afirmă în mod clar că punctul unu sau doi listate sunt considerate cu "cea mai înaltă precizie", celelalte fiind de la cele mai bune la cele mai slabe în ordinea descrescătoare. Astfel, operatorul poate determina pentru fiecare sursă de date la ce categorie se potrivește și cu cât este mai mare categoria din listă, cu atât ar fi mai bine să fie folosită. Într-o lume ideală, vor fi utilizate numai cele mai bune surse de date (adică doar sursele de date din primele două categorii).

Cu toate acestea, pentru a limita costurile operatorilor, articolul 7 permite următoarele abateri:

- Poate fi utilizată o sursă de date cu o precizie inferioară presupusă, dacă operatorul poate demonstra că sursele de date cu o precizie mai mare nu ar fi fezabile din punct de vedere tehnic sau ar presupune costuri nerezonabile; sau
- Dacă, pe baza unei evaluări de incertitudine (simplificată), sursa de date aleasă este mai bună decât cea alternativă.

Ierarhia este explicată mai jos în cuvinte diferite decât în FAR pentru a face ipotezele subiacente mai clare. În caz de îndoială, textul FAR este relevant.

1. Cantitatea de materiale și combustibili

Punctul 4.4 din anexa VII se aplică tuturor tipurilor de intrări și ieșiri de materiale la nivel de instalație și subinstalație. În terminologia MRR, secțiunea se aplică "datelor de activitate ale fluxului de surse". În scopurile FAR, aceasta acoperă, în plus, datele privind activitățile fluxurilor de surse interne de gaze și deșeuri, precum și nivelurile de producție ale subinstalațiilor.

- Abordarea preferată este urmarea logicii MRR pentru fluxurile de sursă. În cazul în care sunt necesare date la nivel de instalație, datele conforme cu MP aprobat în conformitate cu MRR sunt considerate de cea mai bună calitate și ar trebui să fie întotdeauna utilizat. Astfel se evită inconsistențele, în cazul selectării unei alte surse, și se reduce povara administrativă prin evitarea necesității unei alte justificări a alegerii surselor de date.

Cu toate acestea, pentru fluxurile de materiale care nu sunt necesare în cadrul MRR (adică numai fluxurile între subinstalații, adică "fluxurile de surse interne"), nu sunt incluse în MP surse de date, iar în acest caz această sursă "cea mai bună" nu este disponibilă.

- Pentru toate seturile de date care nu sunt încă incluse în MP în cadrul MRR, alegerea surselor de date ar trebui să fie mai puțin împovărătoare decât în cazul MRR. Prin urmare, nu sunt definite niveluri, iar alegerea se bazează pe

criterii mai calitative. Pentru determinarea directă a seturilor de date, se aplică următoarele:

- Instrumente de măsurare sub controlul metrologic legal național sau conforme cu Directiva MID sau Directiva NAWI sunt preferate față de alte instrumente, indiferent de caracteristicile lor de incertitudine. În acest caz, FAR nu exprimă preferința dacă instrumentul se află sub controlul operatorului sau nu (acest lucru se datorează faptului că controlul metrologic legal este adesea aplicat în cazul tranzacțiilor comerciale și de obicei sunt de încredere pentru ambii parteneri comerciali).
- Următoarele sunt cele mai bune instrumente aflate sub controlul operatorului, indiferent de caracteristicile lor de incertitudine. Motivul preferinței față de instrumentele care nu se află sub controlul operatorului poate fi faptul că operatorul dispune de toate informațiile și mijloacele necesare pentru efectuarea calibrării și întreținerii corespunzătoare a instrumentelor.
- Dacă nu există instrumente aflate sub controlul operatorului, următoarea cea mai bună soluție sunt instrumentele de măsurare care nu sunt sub controlul său (de exemplu, instrumentele furnizorului de combustibil).
- Următoarele în ierarhie sunt instrumentele de măsurare pentru determinarea indirectă a seturilor de date în combinație cu corelările corespunzătoare. Deși nu este menționată în mod explicit în FAR, operatorul poate avea din nou posibilitatea de a alege între instrumente pentru determinarea datelor indirecte, și iarăși se va aplica ierarhia privind controlul metrologic legal și controlul propriu al operatorului.
- Dacă toate celelalte nu reușesc, FAR permite "alte metode", în special pentru datele istorice. Acest lucru ar fi comparabil cu "metodele fără nivel" ale MRR.

2. Cuantificarea fluxurilor de energie

Secțiunea 4.5 din Anexa VII a FAR se aplică "fluxurilor de energie", adică fluxurile (nete) de energie termică și electricitate măsurabile. Nu se aplică energiei termice nemăsurabile, deoarece în acest caz cantitatea de combustibili aferenți trebuie monitorizată (a se vedea secțiunea 4.4 din anexa VII FAR).

Ierarhia este destul de asemănătoare cu cea de referitoare la cantități materiale, însă nu se face referire la planurile de monitorizare aprobate (deoarece astfel de fluxuri de energie nu sunt relevante în cadrul MRR). Cel mai înalt nivel prevăzut la punctul 4.4 din anexa VII la FAR se referă numai la "citirile instrumentelor de măsurare care fac obiectul NLMC sau a instrumentelor de măsurare care respectă cerințele directivei MID sau NAWI pentru determinarea directă a unui set de date". Este admis faptul că în acest moment MID nu acoperă contoarele de energie termică pentru abur. Prin urmare, cu excepția cazului în care există dispoziții NLMC disponibile la nivelul statelor membre, acest nivel cel mai înalt nu poate fi atins în rețelele de aburi în practică. Pentru a evita, în mod pragmatic, povara necesară

(care să demonstreze costuri nerezonabile etc.) în cazul rețelelor de aburi, AC sunt sfătuite să considere realizarea acestui nivel superior ca fiind "inaccesibil din punct de vedere tehnic" fără a solicita operatori dovezi suplimentare.

În plus, ierarhia clarifică faptul că metoda pentru determinarea energiei termice măsurabile (bazată pe un indicator, a se vedea secțiunea 7.2 din anexa VII FAR) este considerată inferioară față de celelalte metode prevăzute în secțiunea 7.2 din anexa VII.

În plus, ultimul paragraf din secțiunea 4.5 din anexa VII FAR conține dispoziții pentru o determinare mai complexă a energiei termice măsurabile. Acesta precizează că, în cazurile în care nu sunt disponibili toți parametrii necesari pentru determinarea fluxurilor de energie termică nete, se aplică secțiunea 7 din anexa VII (a se vedea punctul 6.9 din prezentul document). Pentru a justifica o anumită abordare a monitorizării utilizând o evaluare a incertitudinii, impactul de incertitudine asupra datelor privind debitul de energie termică trebuie evaluat nu pe un singur parametru în determinarea debitului de energie termică (de exemplu, nu numai o temperatură sau un flux).

3. Proprietățile materialelor

Secțiunea 4.6 din Anexa VII FAR oferă ierarhia abordărilor pentru "proprietățile materialelor", adică compoziția și alte proprietăți chimice sau fizice ale materialelor, în măsura în care acestea au un impact asupra datelor privind emisiile sau alocarea.

În terminologia MRR aceasta include determinarea parametrilor de calcul. Materialele includ toți combustibilii, intrările și ieșirile instalației și subinstalațiilor (inclusiv gazele reziduale), precum și produsele la care se aplică valorile de referință.

Se aplică următoarea ierarhie:

- Cele mai bune date sunt determinate în conformitate cu MP aprobat în conformitate cu MRR;
- Analizele de laborator în conformitate cu anexa VII secțiunea 6.1 din FAR sunt considerate în mod egal "cele mai bune", dacă parametrul în cauză nu este inclus în MP. Secțiunea 6.1 prevede în principiu aplicarea articolelor 32-35 din MRR. O frecvență adecvată a analizelor (adică mărimea lotului din care urmează a fi luate eșantioane reprezentative) trebuie să fie convenită cu AC pe baza eterogenității materialului.
- Următoarele sunt cele mai bune analize de laborator simplificate în conformitate cu secțiunea 6.2 din Anexa VII FAR. Această secțiune permite analize simplificate în diferite moduri, de ex. prin permiterea unor metode bazate pe cele mai bune practici din industrie în locul standardelor europene (CEN) sau a altor standarde, cu o frecvență mai mică (cel puțin o dată pe an) și prin utilizarea laboratoarelor care nu îndeplinesc cerințele MRR.

- Valori constante "tip II" (valorile utilizate de SM în inventarul său național de gaze cu efect de seră, valori din literatura de specialitate convenite cu AC, valori garantate de furnizor);
- Valori constante "tip I" (valori constatate în anexa VI la MRR, alți factori standard găsiți în liniile directe IPCC, valori bazate pe analize efectuate în trecut, alte valori bazate pe dovezi științifice).

4. Orientări suplimentare pentru datele istorice

După cum s-a menționat în introducerea acestei secțiuni, FAR nu diferențiază datele istorice și (noi) monitorizate cu privire la ierarhia surselor de date. Cu toate acestea, operatorii pot întâmpina uneori dificultăți în a decide ce tipuri de documente ar putea fi cel mai bine utilizate pentru datele istorice. Prin urmare, următoarele indicații pot fi utile pentru dovezile bazate pe documente în care nu există informații privind instrumentele de măsurare care să permită o clasificare a sursei de date în conformitate cu ierarhiile date în secțiunile 4.4-4.6 din anexa VII la Regulamentul FAR:

- Cele mai bune sunt documentele sau datele electronice, cum ar fi facturile, emise în contextul tranzacțiilor comerciale între doi parteneri comerciali independenți (deoarece se presupune că partenerii comerciali exercită un control reciproc al calității asupra datelor lor);
- La fel de utile sunt documentele sau datele electronice, cum ar fi datele de vânzare și părțile din protocoalele de producție care au fost supuse unui audit (cum ar fi audituri financiare pentru impozitare sau raportare corporativă);
- Următoarele sunt cele mai bune documente cum ar fi atribuirea costurilor interne sau facturile proforme utilizate pentru alocarea costurilor energiei sau materiilor prime pentru diferite produse sau unități de afaceri dintr-o instalație, în care partenerii comerciali nu sunt entități independente, dar au totuși un interes în date și, recenzii independente (principiul celor 4 ochi);
- Cele mai puține date corecte se găsesc în documente sau date electronice, cum ar fi protocoalele de producție care nu au fost supuse auditurilor sau activităților de control specifice.

5.4.2. FEZABILITATEA TEHNICĂ ȘI COSTURI NEREZONABILE

În ceea ce privește MRR și AVR, eficiența costurilor este un principiu important consacrat în FAR. Este cel mai vizibil în regulile pentru selectarea celor mai exacte surse de date, în care cele două concepte "fezabilitate tehnică" și "costuri nerezonabile" sunt utilizate pentru a permite operatorului să justifice alegerea surselor de date inferioare în ierarhia abordărilor.

Fezabilitate tehnică

Secțiunea 4.1 din Anexa VII FAR descrie condițiile în care operatorul poate pretinde că o anumită metodologie de determinare nu este " fezabilă din punct de vedere tehnic": aceasta solicită operatorului să furnizeze dovezi și AC să evalueze dacă cererea este justificată. Mai mult, această secțiune clarifică faptul că "fezabil din punct de vedere tehnic" înseamnă că operatorul are "resursele tehnice necesare pentru îndeplinirea nevoilor unui sistem propus sau unei cerințe care pot fi puse în aplicare în termenul solicitat pentru scopurile prezentului regulament. Resursele tehnice respective includ disponibilitatea tehnicilor și tehnologiilor necesare."

Aceasta arată că conceptul nu se referă la costuri, ci dacă o măsură este posibilă în orice condiții (în timp rezonabil). Motivele tipice pentru includerea tehnică includ:

- Nu există suficient spațiu pentru instalarea unui anumit instrument de măsurare;
- Un instrument de incertitudine mai mică (sau unul care intră sub controlul metrologic legal) nu este disponibil în prezent pe piață;
- Instalarea unui instrument necesar ar necesita o închidere (prelungită) a instalației.

Numai pentru date istorice, faptul că datele dintr-o anumită sursă de date nu au fost înregistrate poate fi interpretată ca "utilizarea acestei surse nu este fezabilă din punct de vedere tehnic". Cu toate acestea, pentru monitorizarea datelor, o astfel de situație trebuie tratată ca un decalaj de date, adică operatorul trebuie să ia măsuri pentru a evita acest lucru.

Costuri nerezonabile

Operatorul poate încerca să evite selectarea unei surse de date de calitate superioară, în special instalarea unui echipament de măsurare mai scump sau efectuarea unor analize mai frecvente, dacă astfel de măsuri ar implica costuri nerezonabile. În ceea ce privește imposibilitatea tehnică, operatorul trebuie să furnizeze dovezi corespunzătoare împreună cu MMP pentru AC pentru a decide dacă derogarea este justificată. Ca și în cazul MRR, FAR (anexa VII, secțiunea 4.2) conține reguli clare pentru a determina dacă costurile sunt nerezonabile. Regula principală este de a compara costurile cauzate de sursa de date "mai bună" cu "beneficiul" acesteia, comparativ cu o altă sursă de date, care este, de obicei, o sursă deja disponibilă (și/sau utilizată) în instalație sau o sursă de date pe care operatorul propune utilizarea în locul sursei de date cu cea mai mare precizie conform ierarhiei abordărilor. În cazul în care costurile depășesc acest beneficiu, costurile sunt considerate nerezonabile. Cu toate acestea, există un prag de-minimis definit. Dacă toate costurile cumulativ nu depășesc pragul, ele sunt considerate rezonabile. Acest prag este de 2.000 EUR pe an pentru instalațiile normale și 500 EUR pentru "instalațiile cu emisii reduse", astfel cum sunt definite în articolul 47 din MRR.

Costuri: Ca și în cazul MRR, "costurile" se referă numai la costuri suplimentare în comparație cu sursa de date alternativă. Trebuie luate în considerare toate costurile

relevante, adică costurile de investiții (deprecierea anuală bazată pe o durată de viață rezonabilă a echipamentului) bazată pe o rată reală a dobânzii, costurile de funcționare, inclusiv întreținerea, piese de schimb, costurile de personal etc.

Beneficiu: Beneficiul este exprimat pe baza unei ipoteze conform căreia acuratețea îmbunătățită a monitorizării poate fi exprimată ca valoarea financiară a certificatelor de emisii. Cu toate acestea, abordarea MRR bazată pe pragurile de incertitudine pentru diferitele niveluri nu este aplicabilă în cadrul FAR, deoarece nu sunt definite niveluri. Factorul de îmbunătățire se poate referi la mai multe tipuri diferite de seturi de date.

Dispozițiile FAR sunt, prin urmare, mai variate decât cele ale MRR-urilor:

- Regula principală este că factorul de îmbunătățire este "1% din alocațiile anuale ale subinstalației cele mai recente determinate gratuit". Acest lucru este relativ simplu de determinat pe baza transmiterii rapoartelor privind datele de bază ale operatorului sau, dacă este cazul, a celei mai recente depuneri privind modificările la nivel de activitate.
- Deoarece valoarea conform punctului anterior poate fi relativ ridicată, operatorii pot alege alți factori de îmbunătățire mai specifici bazați pe "1% din echivalentul de CO₂ afectat":
 - În cazul fluxurilor de surse (inclusiv gaze reziduale sau alte fluxuri interne de surse), factorul de îmbunătățire este de 1% din conținutul său de CO₂ (adică conținutul de carbon înmulțit cu 3,664 [t CO₂/t C]).
 - Pentru emisiile determinate de CEMS factorul de îmbunătățire este de 1% din emisiile respectivei surse de emisie.
 - Pentru energia termică măsurabilă, factorul de îmbunătățire este de 1% din energia termică înmulțită cu indicatorul de energie termică;

Pentru cantitățile de energie electrică, 1% din cantitatea anuală de energie electrică înmulțită cu 0,376 t CO₂ / MWh;

- Pentru nivelurile de activitate ale subinstalațiilor de referință pentru produs (adică pentru cantitățile de producție): 1% din nivelul activității înmulțit cu produsul de referință.

FAR nu specifică perioada de timp ca bază pentru determinarea factorului de îmbunătățire. Cu toate acestea, pentru realizarea operațiunilor reprezentative, operatorii sunt sfătuiți să utilizeze abordarea MRR (adică date medii din ultimii trei ani sau - în cazul în care aceste date nu sunt disponibile sau nu sunt reprezentative - o estimare conservatoare a acestora).

5.4.3 EVALUAREA SIMPLIFICATĂ A INCERTITUDINII

Conceptul de determinare a incertitudinii unui instrument de măsurare a devenit o trăsătură bine stabilită a monitorizării și rapoartelor EU ETS, deoarece respectarea diferitelor niveluri a fost definită prin incertitudinile maxime admise. Cu toate acestea, tema evaluării incertitudinii este adesea percepută ca fiind una dintre cele

mai complicate domenii de monitorizare în cadrul MRR. Prin urmare, Comisia a publicat mai multe documente referitoare la evaluarea incertitudinii pe site-ul EU-ETS MRVA, din care în special MRR GD 4 oferă o bună prezentare a subiectului.

Cu toate acestea, pentru evaluarea incertitudinii FAR sunt mai puțin importante, deoarece principiile de monitorizare nu necesită îndeplinirea unui anumit nivel, ci prevăd o ierarhie a diferitelor abordări de monitorizare. Prin urmare, o evaluare a incertitudinii este necesară numai dacă un operator dorește să convingă autoritatea competentă că o abordare inferioară în ierarhia abordărilor este "mai bună" decât o abordare mai înaltă în ierarhie, din punct de vedere tehnic, fără a suferi costuri nerezonabile. "Mai bine" în acest context ar însemna într-adevăr că incertitudinea ar fi mai mică.

Exemple pentru astfel de situații ar putea fi:

- Operatorul are propriile instrumente de măsurare disponibile și poate demonstra că cel ce aparține unui partener comercial are o incertitudine mai mică;
- Operatorul ar dori să folosească o abordare indirectă de măsurare deoarece instrumentele de măsurare existente pentru determinarea directă a setului de date sunt cunoscute ca fiind nesigure (de exemplu necesită o ajustare neobișnuită);
- Operatorul dorește să folosească un instrument care permite colectarea automată a datelor, în timp ce un alt instrument este disponibil sub controlul metrologic național.

În astfel de situații, operatorul trebuie să efectueze o evaluare (simplificată) a incertitudinii. Trebuie consultat materialul de orientare menționat deja. Cu toate acestea, FAR nu specifică ce înseamnă "simplificat". Prin urmare, următoarele sugestii pot fi utile:

Trebuie luată în considerare o evaluare a incertitudinii "complete":

- Cum se utilizează citirile instrumentului pentru calcularea parametrului examinat (de exemplu, modul în care măsurătorile individuale contribuie la incertitudinea pentru întregul an de raportare). În cazul determinărilor indirecte, legea de propagare a erorilor trebuie aplicată în mod corespunzător pentru măsurători individuale.
- Incertitudinea specificată a instrumentului (pe baza erorii maxime permise (MPE) dată în legislație sau specificațiile producătorului sau luată dintr-un certificat de calibrare, etc.)
- Factorii care influențează incertitudinea în utilizare (de exemplu, dacă mediul de utilizare este în conformitate cu specificațiile, dacă îmbătrânirea, coroziunea sau alte surse sistematice de eroare joacă un rol, etc.)
- Alți factori, cum ar fi "marjele de siguranță" pentru sursele necunoscute de eroare.

Atunci când se efectuează o evaluare simplificată a incertitudinii, operatorul ar trebui să utilizeze judecata experților (de exemplu, pe baza experienței dobândite

din evaluările incertitudinii pe care operatorul le-a efectuat deja pentru MP în cadrul MMP) pentru a decide care dintre factorii menționați anterior în ultimele două linii pot fi ignorați, dacă nu sunt ușor accesibili. De exemplu, în cazul în care există informații disponibile cu privire la "eroarea maximă admisă în exploatare" (MPES), acesta din urmă poate fi util ca incertitudinea măsurării de neconformitate deoarece conține deja o marjă de siguranță în comparație cu MPE. Dacă există mai multe dubii (de exemplu, mediul în care este amplasat instrumentul este mult mai perturbat decât permite specificarea instrumentului), operatorul ar trebui să depună eforturi rezonabile pentru a evalua cel puțin câțiva factori de influență mai importanți.

5.5. MANIPULAREA UNITĂȚILOR FOLOSITE DE MAI MULTE SUBINSTALAȚII

Unitățile fizice nu sunt atribuite subinstalațiilor individuale în același mod ca și intrările, ieșirile și emisiile. Atribuirea unităților fizice este doar un instrument pentru o mai bună înțelegere a MMP și, prin urmare, ar trebui descrisă în MMP (ca parte a descrierii instalației și a proceselor acesteia) și în diagramele relevante (de exemplu, pentru a identifica unde trebuie să fie determinate datele pentru efectuarea împărțirilor în conformitate cu subinstalațiile).

În cazul în care unitățile fizice sunt utilizate de mai multe subinstalații, atribuirea datelor subinstalațiilor - sau cel puțin modul în care urmează să fie finalizat raportul cu date de referință - poate fi uneori posibil în moduri diferite. Prin urmare, formularul de raportare a datelor de referință pentru NIMs conține o opțiune specială de a gestiona datele relevante (în special fluxurile de energie termică, dar și fluxurile de surse/ factorii de emisie aferenți) separat de datele care pot fi atribuite imediat subinstalațiilor. Cu toate acestea, acest lucru nu ar trebui să solicite considerarea unor astfel de unități utilizate în comun ca fiind separate de subinstalații sau chiar ca subinstalații pe cont propriu.

Energia termică măsurabilă de la boilerul utilizat în comun este atribuită subinstalației, dar intrarea combustibilului aferent este setată la 0 în formularul de raportare pentru fiecare subinstalație. Acest lucru este necesar numai pentru verificarea consecvenței și pentru a se asigura că toți operatorii raportează aceleași situații în același mod. Cu toate acestea, emisiile de combustibil și emisiile aferente pot fi determinate utilizând balanța termică detaliată dată pentru fiecare subinstalație, în cazul în care energia termică provine de la o unitate care deservește mai multe subinstalații ar fi considerată "import". Rețineți că cele de mai sus se referă numai la "modul în care urmează să fie finalizat formularul". Nu contrazice faptul că combustibilii și emisiile lor trebuie atribuite subinstalațiilor.

În termeni practici, în special pentru atribuirea energiei termice măsurabile de la un boiler/CHP la mai multe subinstalații, diferența precisă dintre diferitele subinstalații de referință pentru energie termică se determină utilizând balanța de energie termică, iar emisiile de combustibil aferente combustibilului sunt apoi determinate

proporțional cu diviziunea termică, aplicându-se ultimul punct al secțiunii 10.1.1 din anexa VII FAR.

5.6. MONITORIZAREA NIVELURILOR DE PRODUCȚIE

FAR nu conține multe reguli dedicate monitorizării nivelurilor de producție. Cu toate acestea, este clar că nivelurile de producție se află în centrul monitorizării FAR.

Se poate spune că rezumă următoarele cerințe:

- Următoarele elemente trebuie monitorizate pentru fiecare subinstalație:
 - Identitatea/calitatea produsului ("ce se produce?", incluzând în special codul PRODCOM sau alt parametru care este aplicabil pentru asigurarea produsului care respectă definiția produsului subinstalației specifice), și
 - Cantitatea produsului. În cazul indicatorilor de referință pentru produs, acest lucru se bazează pe starea de referință definită în anexa I a FAR. Acest lucru poate necesita monitorizarea parametrilor suplimentari, în conformitate cu anexele II și III din FAR. În cazul subinstalațiilor de rezervă, produsele trebuie raportate cel puțin la fel de dezagregate ca și codul PRODCOM sau CAEN corespunzător utilizat în lista privind Risul de Relocare a Emisiilor de Dioxid de Carbon.
- Pentru selectarea abordărilor de monitorizare, ierarhia pentru "materiale și combustibili" se aplică; În multe cazuri, facturile către clienți sau alte date utilizate în scopuri financiare (și astfel auditate, care pot include date despre stocurile de produse) vor fi surse de date utile.

Pentru valorile de referință pentru produs, trebuie luată în considerare următoarea abordare detaliată pas cu pas. Operatorul trebuie:

- Să identifice toate produsele relevante pentru subinstalație în conformitate cu Anexa I a FAR;
- Să determine cantități anuale necorectate de produse în tone pe an;
- Atunci când anexa I din cadrul FAR se referă la un conținut specific de umiditate, puritate, concentrație sau altă stare specifică,
 - Determină starea actuală; și
 - Determină cantitatea corectată de produs care trebuie raportată ca nivel anual de activitate;
- În cazul în care datele pentru mai multe produse care se încadrează în aceeași sub-instalație sunt determinate separat, în conformitate cu punctele anterioare, se adaugă datele de producție anuale corectate pentru raportarea ca nivel anual de activitate;
- Atunci când, în conformitate cu anexa II sau III din FAR, sunt necesari parametri suplimentari pentru a determina nivelul anual de activitate al subinstalației, se determină valorile anuale sau valorile medii anuale, după cum este necesar,

pentru acești parametri suplimentari și se calculează parametrii anuali pentru raportul de date de referință.

- Pentru evitarea dublei contabilizări, operatorul se asigură că produsele returnate în procesul de producție sunt deduse din nivelurile anuale de activitate, după caz, în conformitate cu definițiile produsului, în conformitate cu anexa I din FAR.

5.7. MONITORIZAREA ENERGIEI TERMICE MĂSURABILE

Toată energia termică măsurabilă în conformitate cu FAR trebuie înțeleasă ca "energie termică netă", adică diferența dintre entalpia care intră într-un proces consumator de energie termică și entalpia care revine din acel proces. Prin urmare, o monitorizare precisă a acestor cantități de energie termică necesită determinarea mai multor parametri:

- Debitul mediului de încălzire (cel mai adecvat este fluxul de masă) la proces
- Starea mediului care intră în procesul de consum de energie termică; unde "stare" include toți parametrii relevanți pentru determinarea entalpiei specifice a mediului:
 - Tipul mediului (apă fierbinte, abur, sare topită sau metal, soluții sau dispersii de materiale diverse, etc.);
 - Temperatura;
 - Presiune (în cazul aburului sau al altor gaze);
 - Informații privind saturația/supraîncălzirea în caz de abur;
 - Concentrația pentru soluții;
 - Etc.
- Starea mediului în care se lasă procesul consumator de energie termică;
- Dacă fluxul mediului returnat este diferit de fluxul înaintat sau necunoscut, sunt necesare ipoteze adecvate pentru entalpia sa.

Această determinare este, în special, o sarcină dificilă, deoarece instalațiile industriale au uneori rețele complexe de energie termică cu mai multe surse de energie termică și o multitudine de consumatori.

Prin urmare, secțiunea 7.2 din anexa VII din FAR prevede următoarele metodologii pentru determinarea cantităților nete de energie termică măsurabilă:

- Metoda 1: Utilizarea măsurătorilor: în această metodă, toți parametrii necesari sunt cunoscuți. În cazul în care condensul nu este returnat sau debitul acestuia este necunoscut, se utilizează o temperatură de referință de 90°C.
- Metoda 2: Această metodă este destinată numai datelor istorice, așa cum se referă la "documente bazate pe metode de măsurare sau de estimare".
- Metoda 3: Aceasta se bazează pe consumul de energie al tuturor combustibililor și determină fluxul net de energie termică bazat pe eficiența cunoscută a boilerului. Se referă la "eficiența măsurată" deoarece operatorul este sfătuit să o măsoare "pe o perioadă rezonabilă de timp". Alternativ, eficiența poate fi luată din documentația fabricantului boilerului (care este, evident, abordarea mai puțin preferată, luând în

considerare ierarhia generică a abordărilor). Metoda 3, în ansamblu, este considerată, în mod explicit, ca având o precizie mai mică decât metoda 1.

□ Metoda 4 este menită pentru situația în care "totul eșuează": Este aceeași ca metoda 3, dar pentru eficiența necunoscută a boilerului. Presupunerea destul de conservatoare este că eficiența ar fi de 70%.

5.8. REGULI REFERITOARE LA CHP

În plus față de regulile de monitorizare a energiei termice, există încă un subiect care necesită atenție în cazul utilizării CHP (generare combinată de energie termică și energie electrică, denumită și cogenerare). În acest caz, emisiile trebuie separate într-o parte pentru energia termică și o altă parte pentru energie electrică. Deoarece este un proces inseparabil, trebuie să se facă presupuneri.

Pentru a asigura coerența cu faza 3 a sistemului ETS al UE și cu orientările Comisiei, s-a prevăzut posibilitatea unei alocări tranzitorii cu titlu gratuit pentru modernizarea sectorului energetic (aplicabilă numai în anumite state membre), în temeiul articolului 10c din Directiva UE ETS, FAR necesită o formulă specifică care să fie utilizată pentru efectuarea divizării (secțiunea 8 din anexa VII la FAR).

Formula corespunde, de asemenea, cu abordarea pentru a determina dacă un CHP poate fi considerat "cogenerare de înaltă eficiență" în conformitate cu Directiva privind eficiența energetică, și, prin urmare, se bazează pe eficiența de referință aferentă generării separate de energie termică și energie electrică.

Întrucât acea secțiune a FAR este foarte explicită, nu este reprodușă în întregime aici. Cu toate acestea, pentru scopurile MRV, operatorul ar trebui să țină cont de faptul că eficiențele de referință care vor fi utilizate pentru calcule ar trebui incluse în mod explicit în MMP.

5.9. REGULI REFERITOARE LA FLUXURILE TERMICE TRANS-FRONTALIERE

Transferul energiei termice măsurabile în interiorul limitelor instalației poate avea un impact semnificativ asupra alocării gratuite a instalației.

Din punctul de vedere al MRV, aceste reguli înseamnă că operatorul trebuie să se asigure că MMP conține toate dispozițiile necesare pentru următoarele:

- În cazul în care o instalație importă energie termică măsurabilă, operatorul determină separat cantitatea de energie termică importată din instalațiile care intră sub incidența EU ETS și energia termică importată de la entități din afara UE, cum ar fi rețelele de termoficare.
- În cazul în care o instalație consumă energie termică măsurabilă exportată dintr-o subinstalație cu referință pentru produsul acid azotic, operatorul determină cantitatea de energie termică consumată, separat de altă energie termică măsurabilă.

- În cazul în care o instalație exportă energie termică măsurabilă, operatorul determină separat cantitatea de energie termică exportată către instalațiile care intră sub incidența EU ETS, iar energia termică exportată către entități din afara EU ETS (în ultimul caz o distincție pentru utilizarea energiei termice RR și non-RR este necesară). În plus, operatorul determină separat cantitățile de energie termică care se califică drept termoficare.

5.10. BALANȚA TERMICĂ DETALIATĂ

Această secțiune este relevantă numai pentru:

- instalații care au fluxuri de energie termică măsurabilă care nu sunt atribuite subinstalațiilor de referință pentru produs;
- instalații care au importuri sau exporturi de energie termică măsurabilă;
- instalații în care energia termică măsurabilă este transferată între sub-instalații; sau
- instalații în care se utilizează energia termică din producția de acid azotic.

Deoarece în cadrul FAR anumite tipuri de importuri și exporturi de energie termică măsurabilă nu sunt eligibile pentru alocare, determinarea exactă a energiei termice eligibile poate fi solicitantă, după cum arată raportul privind datele de referință. Operatorul trebuie să se asigure că fiecare parametru din următoarea abordare este monitorizat (și inclus în MMP în mod corespunzător), dacă este relevant pentru instalație.

Pașii pentru stabilirea limitelor și a nivelului anual de activitate al subinstalațiilor cu referință energie termică sunt:

1. Bilanțul termic
2. Împărțirea energiei termică măsurabile în subinstalațiile corespunzătoare

5.11. DETERMINAREA LIMITELOR SUBINSTALAȚIILOR CU INDICATOR DE REFERINȚĂ COMBUSTIBIL

Pasul 1: Determinarea cantităților eligibile de combustibil

Pentru a determina limitele și nivelurile anuale de activitate ale subinstalațiilor cu indicator de referință pentru combustibil înainte de realizarea împărțirii în funcție de riscul RR, operatorul ar trebui să determine cantitatea "eligibilă" de energie termică nemăsurabilă exprimată în TJ după cum urmează:

- Punctul de pornire este cantitatea totală de energie introdusă în instalație sub formă de combustibili (incluzând gazele reziduale importate din alte instalații) determinate pe baza puterilor calorifice nete, monitorizate pe baza MP aprobat în conformitate cu MRR, reduse cu energia conținută în fluxurile de sursă care ies din limitele instalației, dacă se aplică bilanțul masic;

- Intrarea totală a energiei determinată de punctul precedent este redusă (fără dubla contorizare) prin
- conținutul energetic al combustibililor utilizați pentru producerea de energie electrică;
- conținutul energetic al combustibililor utilizați pentru producerea energiei termice măsurabile;
- conținutul energetic al tuturor combustibililor atribuiți subinstalațiilor de referință pentru produs;
- în cazul arderii la flacără deschisă, alta decât arderea la flacără deschisă din motive de siguranță care are loc în afara unei subinstalații de referință pentru produs, conținutul energetic determinat în conformitate cu punctul anterior este redus în continuare de conținutul energetic al gazelor arse și de combustibilii de susținere aferenți utilizați pentru față;

În scopul coroborării, operatorul ar trebui să se asigure că, conținutul energetic al combustibililor identificați este utilizat numai în scopurile următoare:

- pentru fabricarea produselor care nu sunt acoperite de un produs de referință;
- pentru producția de energie mecanică, alta decât cea utilizată pentru producerea de energie electrică; sau
- pentru încălzire sau răcire (inclusiv încălzirea sau răcirea spațiului, încălzirea apei, încălzirea de proces, etc.).

Alte utilizări ale combustibililor (de exemplu, pentru tratarea deșeurilor fără recuperare de energie termică) nu se vor putea califica pentru subinstalațiile de referință pentru combustibil.

Mai mult, operatorul se asigură că - pentru a evita dubla contabilizare -

- Combustibilii utilizați ca agenți reducători sau pentru sinteze chimice nu ar trebui să fie considerați ca intrări de combustibil într-o subinstalație de referință pentru combustibil;
- □ Nu este inclus nici un combustibil care va ajunge în cele din urmă într-un gaz rezidual.

În cazul în care energia termică măsurabilă este recuperată din gazele de ardere după utilizarea energiei termice nemăsurabile, pentru a evita dubla contabilizare, operatorul scade cantitatea relevantă de energie termică măsurabilă netă (adică energia termică obținută din acest proces de recuperare) împărțită la o eficiență de referință 90% din consumul de combustibil (articolul 10(5)(k)).

Producția de energie rezultată este considerată producția anuală de energie termică nemăsurabilă eligibilă pentru alocare în cadrul subinstalațiilor de referință pentru consumul de combustibil.

Pasul 2: Împărțirea subinstalațiilor cu indicator de referință combustibil în RR și non-RR

Atunci când operatorul nu utilizează regula "95%" ca derogare (a se vedea secțiunea 4.4), operatorul ar trebui să împartă cantitatea anuală eligibilă de energie termică nemăsurabilă determinată mai sus în funcție de expunerea la RR a proceselor în care este consumată energia termică utilizând codurile PRODCOM determinate prin aplicarea procedurii aferente menționate în MMP 75.

Pasul 3: Definirea nevoilor de monitorizare

După efectuarea pașilor 1 și 2, operatorul trebuie să determine care combustibili necesită o monitorizare suplimentară în comparație cu MP sub MMP. Rețineți că factorii de calcul vor avea rareori nevoie de determinări separate. Acest lucru ar fi necesar dacă, de exemplu, două tipuri diferite de cărbune au fost utilizate în unități fizice destinate diferitelor subinstalații, în cazul puțin probabil că în MP aceste două tipuri de cărbune au fost tratate ca un singur flux de surse (constând dintr-un amestec de ambele tipuri de cărbune). De aceea, de obicei, numai cantitățile de combustibili trebuie împărțite pe fiecare subinstalație și fiecare combustibil necesită monitorizare separată la nivel de subinstalație numai dacă este relevant pentru mai multe sub-instalații.

5.12. DETERMINAREA LIMITELOR SUBINSTALAȚIILOR CU INDICATOR DE REFERINȚĂ EMISII DE PROCES

Pasul 1: Limitele sistemului

Pentru a determina limitele sistemului și nivelurile anuale de activitate ale subinstalațiilor de emisii de proces înainte de efectuarea divizării în conformitate cu expunerea RR, operatorul ar trebui să determine cantitatea eligibilă de emisii exprimată în t CO₂ (e), după cum urmează:

- Punctul de pornire îl reprezintă emisiile totale ale instalației monitorizate pe baza MP aprobat în conformitate cu MRR, excluzând emisiile provenite de la arderea gazelor reziduale;
- Aceste emisii sunt reduse din toate emisiile atribuite subinstalațiilor de referință pentru produs, subinstalațiilor de referință pentru energie termică și subinstalațiilor de referință pentru combustibil, inclusiv emisiile cauzate de fluxurile de surse utilizate pentru epurarea gazelor reziduale de la activitățile de ardere în cadrul acestor subinstalații;
 - Emisiile rezultate sunt reduse în continuare prin emisiile rezultate din producția de energie electrică, emisiile legate de recuperarea energiei termice măsurabile (în conformitate cu articolul 10 alineatul (5) litera (k) din FAR), emisiile legate de producerea de energie termică măsurabilă exportate către instalațiile ETS și emisiile rezultate din ardere la flacără deschisă, altele

decât arderile la flacăra deschisă din motive de siguranță care nu sunt incluse în subinstalațiile unui produs de referință;

- Emisiile rezultate sunt luate în considerare pentru următoarea etapă, cu condiția ca operatorul să furnizeze, spre satisfacția autorității competente, dovada că emisiile respectă cel puțin unul dintre următoarele criterii:
- Emisiile constau în gaze cu efect de seră altele decât CO₂; sau
- Emisiile sunt cauzate de procesele enumerate la articolul 2 (10) din FAR și nu sunt cauzate de procesele de epurare a gazelor reziduale;
- În cazul în care instalația produce gaze reziduale care nu sunt produse în cadrul unei subinstalații a unui produs de referință, o cantitate de emisii EmWG este adăugată la emisiile determinate în conformitate cu punctele anterioare.

Emisiile rezultate sunt considerate drept emisii de proces anuale eligibile pentru alocare în cadrul subinstalațiilor de emisii de procese.

Pasul 2: Împărțirea emisiilor de proces în subinstalații RR și non-RR

În cazul în care operatorul nu utilizează „regula 95%” ca derogare, operatorul ar trebui să împartă emisiile de proces eligibile anuale determinate în conformitate cu expunerea RR a proceselor în care energia termică este consumată folosind codurile PRODCOM determinate prin aplicarea procedurii aferente menționate în MMP.

Pasul 3: Definirea nevoilor de monitorizare

După efectuarea pașilor 1 și 2, operatorul trebuie să determine care fluxuri de surse necesită o monitorizare suplimentară în comparație cu MP în cadrul MMP. În ceea ce privește subinstalația cu referință pentru combustibil, va fi rareori necesar să se determine separat factorii de calcul pentru fiecare subinstalație. De obicei, numai cantitățile de fluxuri trebuie împărțite și numai dacă sunt relevante pentru mai multe subinstalații.

5.13. REGULI PENTRU GAZELE REZIDUALE

Din perspectiva MRV, următoarele pot fi rezumate:

- Gazele reziduale sunt surse de energie ca și alți combustibili și, prin urmare, pot fi monitorizați folosind regulile prevăzute de MRR (în special regula privind "CO₂ inerent", adică CO₂ deja conținut în fluxul de surse este reprezentat de includerea în factorul său de emisie). Cu toate acestea, în cazul în care gazele reziduale sunt relevante pentru mai multe subinstalații, trebuie să se determine împărțirile relevante.

□ Gazele reziduale pot apărea ca "fluxuri interne de surse" care nu sunt menționate în MP în cadrul MRR. În acest caz, nu se aplică cerințe de nivel ale MRR. Cu toate acestea, se aplică ierarhia abordărilor cu privire la cele mai precise surse de date.

5.14. MONITORIZAREA ENERGIEI ELECTRICE

Există două motive pentru care cantitățile de energie electrică trebuie monitorizate pentru FAR:

- Dacă există o producție de energie electrică în instalație, este necesară o balanță a energiei electrice importate, produse, consumate și exportate la nivelul instalației. Aceasta este pentru a confirma caracterul complet al datelor despre combustibil și energie termică în instalație, deoarece în acest caz mai puțin de 100% din intrări, ieșiri și emisii sunt atribuite subinstalațiilor.
- Dacă o subinstalație a indicatorului de referință al produsului este relevantă în instalația pentru care anexa I a FAR specifică că este relevantă "interschimbabilitatea energiei și a combustibililor", cantitatea respectivă de energie electrică interschimbabilă trebuie monitorizată.

Pentru scopurile MRV, aceasta are următoarele consecințe:

- Contoarele de energie electrică trebuie instalate la punctele de măsurare corespunzătoare. În lipsa contoarelor, cea mai adecvată metodă de estimare este o combinație a orelor de funcționare cu eficiența nominală (pentru producția de energie electrică) sau puterea nominală a consumatorilor (pentru consumul de energie electrică).
- Deși nu este specificat de FAR, este logic ca măsurarea să se aplice la puterea reală, nu la puterea aparentă (puterea complexă), adică trebuie să se măsoare doar componenta de alimentare activă, iar puterea reactivă ar trebui ignorată.
- În ceea ce privește subinstalațiile în care relevanța interschimbabilității energiei și combustibililor este relevantă, operatorul ar trebui să se asigure că:
 - punctele de măsurare se referă doar la anumite părți ale subinstalației specificate în anexa I la FAR; și
 - operatorul stabilește, documentează, pune în aplicare și menține o procedură pentru verificarea periodică a faptului că instalația a fost modificată astfel încât să fie adăugate sau îndepărtate din instalație piese consumatoare de energie electrică și să se modifice MMP în consecință, dacă este cazul.

Anexa. Lista ghidurilor destinate agenților economici în vederea realizării unei contribuții la reducerea birocrăției:

Ghidul 1. Ghid privind obligațiile de monitorizare și raportare a emisiilor de gaze cu efect de seră pentru micii emițători



- Ghidul 2. Ghid privind exemplele de bune practici la nivel național pentru implementarea schemei ETS pentru perioada a 4-a a schemei ETS
- Ghidul 3. Ghid privind modul de tratare a biomasei în contextul schemei ETS
- Ghidul 4. Ghid privind modul de accesare a Rezervei pentru instalațiile nou-intrate pentru perioada a IVa a schemei ETS
- Ghidul 5. Ghid privind tratarea unităților de cogenerare în contextul schemei ETS
- Ghidul 6. Ghid privind modificarea nivelului de activitate
- Ghidul 7. Ghid privind sectoarele specifice
- Ghidul 8. Ghid privind divizarea și fuziunea instalațiilor ETS
- Ghidul 9. Ghid privind monitorizarea și raportarea conform regulamentului privind noile reguli de alocare**
- Ghidul 10. Ghid general pentru agenții economici care nu intra sub incidența prevederilor EU-ETS, cu accent pentru sectorul deșeurilor în relație cu schimbările climatice
- Ghidul 11. Ghid privind acțiunile de control ale instalațiilor care intra sub incidența prevederilor EU-ETS - pentru agenții economici și Garda Națională de Mediu