



Linea guida

Regolamento concernente il monitoraggio e la comunicazione – orientamenti generali per gli impianti

Linea guida MRR n. 1, versione del 16 luglio 2012

Il presente documento fa parte di una serie di documenti forniti dai servizi della Commissione al fine di sostenere l'attuazione del regolamento (UE) n. 601/2012 della Commissione, del 21 giugno 2012, concernente il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio¹.

Le linee guida rappresentano il parere dei servizi della Commissione al momento della pubblicazione e non sono vincolanti dal punto di vista giuridico.

Tale linea guida prende in considerazione le discussioni condotte in seno alle riunioni del gruppo di lavoro tecnico informale sul regolamento concernente il monitoraggio e la comunicazione, sotto l'egida del gruppo di lavoro III del comitato sui cambiamenti climatici (CCC) nonché i commenti scritti ricevuti dagli esperti e dalle parti interessate degli Stati membri. Le linee guida sono state approvate all'unanimità dai rappresentanti degli Stati membri durante la riunione del comitato sui cambiamenti climatici in data 7 giugno 2012.

Tutte le linee guida e i modelli possono essere scaricati dalla sezione relativa alla documentazione del sito internet della Commissione al seguente indirizzo:

http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring/index_en.htm.

¹ <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:181:0030:0104:IT:PDF>

SOMMARIO

1	SINTESI	4
1.1	Da dove iniziare la lettura?.....	4
1.2	Cosa c'è di nuovo nell'MRR?.....	5
2	INTRODUZIONE	8
2.1	Informazioni su questo documento	8
2.2	Come utilizzare questo documento.....	8
2.3	Dove trovare ulteriori informazioni	9
3	IL CICLO DI CONFORMITÀ EU ETS	11
3.1	Importanza dell'MRV nell'EU ETS.....	11
3.2	Panoramica sul ciclo di conformità.....	12
3.3	L'importanza del piano di monitoraggio.....	14
3.4	Passi fondamentali e scadenze	15
3.4.1	Il ciclo di conformità annuale.....	15
3.4.2	Preparazione per il terzo periodo di scambio.....	17
3.5	Ruoli e responsabilità.....	19
4	CONCETTI E APPROCCI	20
4.1	Principi di base.....	20
4.2	Flussi di fonte, fonti di emissione e termini relativi	22
4.3	Approcci di monitoraggio	23
4.3.1	Metodologia standard.....	24
4.3.2	Metodologia basata sul bilancio di massa	26
4.3.3	Metodologia basata su misure	29
4.3.4	Metodologia alternativa	31
4.3.5	Combinazioni di approcci	32
4.4	Classificazione di impianti, fonti di emissione e flussi di fonte.....	33
4.4.1	Categorie di impianti	33
4.4.2	Impianti a basse emissioni	34
4.4.3	Flussi di fonte	35
4.4.4	Fonti di emissione	36
4.5	Il sistema a livelli.....	37
4.6	Motivi per la concessione di una deroga.....	38
4.6.1	Costi sproporzionatamente elevati.....	38
	Incertezza	41
5	IL PIANO DI MONITORAGGIO	43
5.1	Sviluppo di un piano di monitoraggio.....	43
5.2	Selezione del livello corretto.....	46
5.3	Valutazione dell'incertezza come documento giustificativo	50

5.3.1	Requisiti generali.....	50
5.3.2	Semplificazioni	51
5.3.3	Ulteriori linee guida	52
5.4	Procedure e piano di monitoraggio.....	52
5.5	Flusso di dati e sistema di controllo	57
5.6	Aggiornamento costante del monitoraggio	58
5.6.1	Modifiche significative	59
5.6.2	Aggiornamenti non significativi del piano di monitoraggio	60
5.7	Il principio di miglioramento	61
6	APPROCCI BASATI SU CALCOLI.....	63
6.1	Monitoraggio dei dati relativi all'attività	63
6.1.1	Definizioni dei livelli	63
6.1.2	Elementi pertinenti del piano di monitoraggio	64
6.2	Fattori di calcolo - principi	67
6.2.1	Valori standard	68
6.2.2	Analisi di laboratorio.....	71
6.3	Fattori di calcolo - requisiti specifici.....	73
6.3.1	Fattore di emissione	73
6.3.2	Potere calorifico netto (NCV, <i>Net Calorific Value</i>)	74
6.3.3	Fattore di ossidazione e fattore di conversione	74
6.3.4	Tenore di carbonio in caso di bilancio di massa	75
6.3.5	Frazione di biomassa	75
6.4	Emissioni di PFC.....	76
7	APPROCCI SEMPLIFICATI	78
7.1	Impianti a basse emissioni.....	78
7.2	Altri impianti "semplici"	78
7.2.1	Approccio pratico alle semplificazioni	79
7.2.2	Determinazione del campo di applicazione per gli approcci semplificati ...	80
8	CEMS.....	83
8.1	Requisiti generali	83
8.2	Emissioni di N₂O	85
8.3	CO₂ trasferito / intrinseco e CCS	86
8.3.1	CO ₂ trasferito e CCS	86
8.3.2	CO ₂ intrinseco	87
9	ALLEGATO.....	88
9.1	Acronimi.....	88
9.2	Testi legislativi.....	88

1 SINTESI

Il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni sono un pilastro dell'EU ETS² (il sistema di scambio delle quote di emissioni dell'Unione). In seguito alla revisione della direttiva EU ETS nel 2009, sono state stabilite norme aggiornate per il monitoraggio e la comunicazione in un regolamento UE (il regolamento concernente il monitoraggio e la comunicazione, in prosieguo l'"MRR", *Monitoring and Reporting Regulation*). Assieme a un nuovo regolamento concernente la verifica delle emissioni e l'accreditamento dei verificatori (l'"AVR", *Accreditation of Verifiers Regulation*), l'MRR sostituisce le linee guida di monitoraggio e comunicazione (MRG 2007, *Monitoring and Reporting Guidelines*). L'MRR può essere applicato a partire dal terzo periodo di scambio (ossia per le emissioni dal 1° gennaio 2013).

La presente linea guida rappresenta il primo di una serie di documenti d'orientamento e di modelli elettronici forniti dai servizi della Commissione per sostenere l'attuazione armonizzata dell'MRR in tutta l'UE. Esso fornisce un'introduzione al sistema di controllo della conformità EU ETS, ai concetti utilizzati per il monitoraggio e la comunicazione degli impianti stazionari e, inoltre, descrive in modo più dettagliato i requisiti sanciti dall'MRR per i possibili approcci di monitoraggio. Detto documento non va ad aggiungersi ai requisiti obbligatori dell'MRR ma mira a fornire un sostegno per un'interpretazione più corretta e un'attuazione più agevolata.

Tale linea guida rappresenta il parere dei servizi della Commissione al momento della pubblicazione e non è vincolante dal punto di vista giuridico.



Si noti che il documento non riguarda i requisiti per gli operatori aerei. Gli operatori aerei che necessitano di chiarimenti relativi al monitoraggio e alla comunicazione nell'EU ETS sono invitati a consultare la linea guida n. 2.

1.1 Da dove iniziare la lettura?

Tale documento è stato concepito con l'intento di guidare i lettori che sono nuovi all'EU ETS, così come coloro che sono già a conoscenza di detto sistema. Quest'ultimo gruppo dovrebbe, in particolare, prestare attenzione alle sezioni contrassegnate dal simbolo "NEW!" in tutto il documento (per un elenco dei simboli guida si veda la sezione 2.2). La sezione 1.2 di questa sintesi fungerà da utile punto di partenza.

I lettori con poca esperienza dell'EU ETS e del suo sistema MRV (Monitoraggio, Comunicazione e Verifica, *Monitoring, Reporting and Verification*) dovrebbero leggere in particolare il capitolo 3 (relativo al periodo di conformità dell'EU ETS) ed il capitolo 4 (concetti e approcci). A tutti i lettori che abbiano la necessità di monitorare un impianto e che quindi debbano sviluppare (o aggiornare) un piano di monitoraggio, si consiglia di controllare il capitolo 5 sui piani di monitoraggio. A seconda degli approcci di monitoraggio pertinenti per l'impianto da moni-

² Per una spiegazione degli acronimi e per i riferimenti ai testi legislativi si legga l'allegato del presente documento).

torare, i capitoli 6 (approcci basati su calcoli) e 8 (approcci basati su misure) chiariranno i dettagli dei requisiti MRR per tali approcci.

L'MRR ha posto un'enfasi notevole sulla semplificazione del monitoraggio, laddove questo sia possibile, per ragioni di rapporto costo/efficacia, senza compromettere la solidità del monitoraggio. I gestori che cercano tali opzioni sono invitati a prestare attenzione all'icona "Simplified!".

Simplified!

I gestori di impianti a basse emissioni (per la definizione si veda la sezione 4.4.2) dovrebbero cercare l'icona "small" e, in particolare, leggere la sezione 7.1. Infine, l'MRR ha offerto agli Stati membri una nuova possibilità di fornire modelli di piani di monitoraggio standardizzati e semplificati. Tale possibilità è esaminata in dettaglio nella sezione 7.2 del presente documento.



1.2 Cosa c'è di nuovo nell'MRR?

New!

Il regolamento M&R è stato elaborato per potenziare, a livello europeo, l'armonizzazione degli approcci dopo quella già raggiunta tramite l'attuazione da parte degli Stati membri dell'MRG 2007. Esso, inoltre, prende in considerazione diverse migliori prassi rilevate negli Stati membri. Talvolta, quindi, un lettore potrà già conoscere l'approccio qui illustrato, mentre lo stesso approccio risulterà nuovo al lettore di un altro Stato membro. I lettori che intendono concentrarsi soprattutto sui nuovi elementi dell'MRR nella lettura di questa linea guida dovrebbero prendere nota soprattutto delle seguenti modifiche rispetto all'MRG 2007:

- il ruolo centrale del piano di monitoraggio (PdM) per l'intero sistema MRV è stato ulteriormente enfatizzato. Per lo sviluppo di un nuovo piano di monitoraggio o per la revisione di un PdM esistente, si veda la sezione 5.1;
- i requisiti per la scelta del livello adeguato e richiesto (la gerarchia dei livelli) sono stati modificati (cfr. sezione 5.2), analogamente alle definizioni per le categorie di flusso di fonti (flussi di fonte di maggiore o minore entità e flussi *de minimis*, si veda la sezione 4.4);
- sono stati introdotti importanti chiarimenti sul ruolo delle procedure scritte, che integrano il PdM con vari dettagli, ma che sono mantenute distinte dal PdM per favorirne una revisione e un'attuazione più frequenti. A tal riguardo, si veda la sezione 5.4;
- l'MRR ha introdotto altresì nuove norme per il processo di aggiornamento del piano di monitoraggio, come illustrato nella sezione 5.6. In aggiunta, il principio del miglioramento continuo del PdM è stato rafforzato dall'MRR, con l'inclusione di un requisito che prevede l'applicazione delle raccomandazioni del verificatore (cfr. sezione 5.7);
- ulteriori requisiti nell'ambito del piano di monitoraggio riguardano la dimostrazione del rispetto dei livelli specifici, compresa una valutazione dell'incertezza, se del caso (cfr. sezione 5.3), e la valutazione dei rischi necessaria per stabilire un adeguato sistema di controllo concernente i flussi di dati dell'impianto (cfr. sezione 5.5). Tali "documenti giustificativi" devono essere presentati all'autorità competente insieme al piano di monitoraggio³;

³ Gli impianti a basse emissioni (si veda la sezione 4.4.2) sono esenti da questo requisito.

- una parte della terminologia è stata modificata (“fattori di calcolo” come termine globale per fattore di emissione, potere calorifico netto, fattore di ossidazione, fattore di conversione, frazione di biomassa, tenore di carbonio; e introduzione del “fattore di emissione preliminare”). Per ulteriori dettagli si veda la sezione 4.3;
- sono state migliorate le possibilità di combinare i vari approcci di monitoraggio autorizzati, ossia gli approcci basati su calcoli (metodi standard e metodi basati sul bilancio di massa), gli approcci basati su misure e l’approccio “alternativo” (ossia la metodologia al di fuori del sistema dei livelli). In particolare, gli approcci basati su misure sono stati messi a pari livello con gli approcci basati su calcoli, anche rispetto ai requisiti minimi di livello (cfr. sezione 4.3.5);
- nella scelta di una particolare metodologia di monitoraggio e al momento della decisione di applicare possibili miglioramenti a tale metodologia, è fondamentale il concetto secondo cui occorre evitare costi sproporzionatamente elevati. L’MRR ha aggiunto alcuni chiarimenti riguardanti l’interpretazione dei costi sproporzionatamente elevati (cfr. sezione 4.6.1);
- nella valutazione dell’adeguatezza di uno strumento di misura per la determinazione di quantità di combustibili e materiali, l’incertezza della è il principale parametro da controllare e l’MRR ha introdotto un certo margine di flessibilità per consentire diversi nuovi approcci, compresa la possibilità di basarsi sul controllo metrologico previsto dalla legislazione nazionale, laddove ciò risulti possibile e adeguato (cfr. sezione 5.3). L’MRR, inoltre, ha rafforzato le misure per garantire una manutenzione, una taratura e un adeguamento regolari degli strumenti di misura;
- l’MRR utilizza la stessa definizione di biomassa, biocarburanti e bioliquidi presente nella direttiva sulle fonti rinnovabili di energia (direttiva RES). Di conseguenza, i criteri di sostenibilità sanciti dalla direttiva RES devono essere impiegati, se del caso, per poter applicare a tale biomassa un fattore di emissione pari a zero. Si noti che questa tematica è affrontata in modo dettagliato in una linea guida distinta (cfr. sezione 2.3, che indica dove trovare altre linee guida);
- per i casi in cui i fattori di calcolo debbano essere determinati facendo ricorso ad analisi di laboratorio, l’MRR contiene due nuovi elementi di rilievo: il requisito secondo cui è necessario avere un piano di campionamento *ad hoc* (sotto forma di procedura scritta), approvato dall’autorità competente, e alcuni chiarimenti dei criteri secondo cui un laboratorio può essere considerato equivalente a un laboratorio accreditato EN ISO/IEC 17025 (cfr. sezione 6.2.2);
- sono state aggiornate le norme per il CO₂ trasferito e intrinseco (cfr. sezione 8.3);
- l’interazione con la verifica, come disciplinata dal nuovo regolamento A&V, è stata migliorata in modo significativo. In particolare, sono state elaborate le norme per il flusso di dati e le attività di controllo dei gestori, come indicato nella sezione 5.5, e il principio del miglioramento stabilisce un ciclo di riscontro, dalle conclusioni del verificatore al piano di monitoraggio del gestore (cfr. sezione 5.7);



- infine, l'MRR lancia un forte segnale per quanto riguarda l'armonizzazione, costituendosi come base per la Commissione per fornire modelli elettronici⁴ per i piani di monitoraggio, per le comunicazioni delle emissioni e per altre comunicazioni tra gestori, verificatori e autorità competenti. Tali modelli sono pubblicati insieme a questa serie di linee guida (per le altre linee guida si veda la sezione 2.3).

⁴ Si noti che gli Stati membri possono fornire i propri modelli o utilizzare sistemi elettronici di comunicazione più avanzati (ad esempio sistemi basati su internet), a patto che prevedano almeno gli stessi dati.

2 INTRODUZIONE

2.1 Informazioni su questo documento

Il presente documento è stato redatto a supporto del regolamento M&R, chiarendo i suoi requisiti attraverso un linguaggio non legislativo. Per determinate questioni tecniche più specifiche saranno messi a disposizione ulteriori linee guida. L'insieme delle linee guida è ulteriormente integrato da modelli elettronici⁵ concernenti le informazioni che i gestori devono fornire all'autorità competente. Ciononostante, occorre sempre ricordare che il regolamento rappresenta il requisito primario.

Tale documento interpreta il regolamento per quanto riguarda i requisiti per gli impianti stazionari. Esso, inoltre, si basa sulle linee guida e sulle migliori prassi sviluppati durante le prime due fasi⁶ dell'EU ETS (dal 2005 al 2007 e dal 2008 al 2012), in particolare sulle esperienze raccolte dagli Stati membri sulle linee guida di monitoraggio e comunicazione (MRG 2007), compreso un insieme di linee guida noto come linee guida ETSG⁷, sviluppate nel quadro dell'IMPEL. Detto documento, inoltre, prende in considerazione il significativo contributo della task force sul monitoraggio istituita dal forum per la conformità EU ETS e del gruppo di lavoro tecnico informale di esperti degli Stati membri, istituito sotto la conduzione del gruppo di lavoro III del comitato sui cambiamenti climatici.

2.2 Come utilizzare questo documento

In questo documento, i numeri di articoli privi di ulteriori specificazioni fanno sempre riferimento al regolamento M&R. Per acronimi, riferimenti a testi legislativi e link ad altri importanti documenti si veda l'allegato.

Il presente documento si riferisce esclusivamente alle emissioni a partire dal 2013. Sebbene la maggior parte dei concetti sia stata utilizzata nell'MRG 2007, esso non fornisce un confronto dettagliato con il suddetto documento. Piuttosto un simbolo (come quello qui a margine) indica dove hanno avuto luogo alcune modifiche dei requisiti rispetto all'MRG oppure dove i concetti non sono stati prima utilizzati nell'MRG.

Questo simbolo indica consigli importanti per i gestori e le autorità competenti.

Questo indicatore è impiegato laddove sono concesse importanti semplificazioni ai requisiti generali dell'MRR.

Il simbolo della lampadina è utilizzato nelle parti in cui sono presentate le migliori prassi.

New!



Simplified!



⁵ Si noti che gli Stati membri possono definire i propri modelli, che devono contenere almeno le stesse informazioni dei modelli della Commissione.

⁶ In questo documento, così come in alcuni Stati membri, il termine "fase" è utilizzato con lo stesso significato di "periodo di scambio" (articolo 3, paragrafo 2, dell'MRR).

⁷ Gruppo di sostegno ETS; l'IMPEL è la rete dell'Unione europea per l'attuazione e il controllo del rispetto del diritto in materia di ambiente. Queste note sono reperibili al seguente indirizzo: <http://impel.eu/projects/emission-trading-proposals-for-future-development-of-the-eu-ets-phase-ii-beyond>.

Il simbolo che raffigura un piccolo impianto è utilizzato per evidenziare al lettore tematiche applicabili agli impianti a basse emissioni.



Il simbolo degli attrezzi indica al lettore la disponibilità di altri documenti, modelli o strumenti elettronici provenienti da altre fonti (comprese quelli in corso di elaborazione).



Il simbolo del libro rimanda a esempi forniti per le tematiche discusse nel testo circostante.



2.3 Dove trovare ulteriori informazioni

Tutte le linee guida e i modelli forniti dalla Commissione sulla base del regolamento M&R e dal regolamento A&V possono essere scaricati dal sito internet della Commissione al seguente indirizzo:

http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring/index_en.htm



Sono forniti i seguenti documenti⁸:

- Linea guida n. 1 (il presente documento): “regolamento concernente il monitoraggio e la comunicazione - orientamenti generali per gli impianti”;
- Linea guida n. 2: “regolamento concernente il monitoraggio e la comunicazione - orientamenti generali per gli operatori aerei”. Questo documento delinea i principi e gli approcci di monitoraggio dell’MRR ritenuti pertinenti per il settore dell’aviazione. Esso, inoltre, comprende alcuni orientamenti sui modelli di piano di monitoraggio forniti dalla Commissione;
- Linea guida n. 3: “Questioni relative alla biomassa nell’UE ETS”. Tale documento illustra l’applicazione dei criteri di sostenibilità per la biomassa nonché i requisiti sanciti agli articoli 38, 39 e 53 dell’MRR ed è pertinente per i gestori di impianti come per gli operatori aerei;
- Linea guida n. 4: “Orientamenti concernenti la valutazione dell’incertezza”. Questo documento per impianti fornisce informazioni sulla valutazione dell’incertezza connessa agli apparecchi di misura utilizzati, aiutando così il gestore a stabilire la possibilità di ottemperare a specifici requisiti relativi ai livelli;
- Linea guida n. 5: “Orientamenti concernenti il campionamento e le analisi” (solo per impianti). Questo documento espone i criteri per l’utilizzo di laboratori non accreditati, lo sviluppo di un piano di campionamento e varie altre questioni concernenti il monitoraggio di emissioni nell’EU ETS;

⁸ Attualmente questo elenco non è esaustivo. Ulteriori documenti potranno essere aggiunti in seguito.

- Linea guida n. 6: “Attività riguardanti il flusso di dati e il sistema di controllo”. Detto documento affronta le possibilità di descrivere le attività riguardanti il flusso di dati per il monitoraggio nell’EU ETS, la valutazione dei rischi come parte del sistema di controllo e gli esempi di attività di controllo.

Inoltre, la Commissione fornisce i seguenti modelli elettronici⁹:

- modello n. 1: piano di monitoraggio per le emissioni degli impianti stazionari;
- modello n. 2: piano di monitoraggio per le emissioni degli operatori aerei;
- modello n. 3: piano di monitoraggio per i dati relativi alle tonnellate-chilometro degli operatori aerei;
- modello n. 4: comunicazione annuale delle emissioni degli impianti stazionari;
- modello n. 5: comunicazione annuale delle emissioni degli operatori aerei;
- modello n. 6: comunicazione dei dati relativi alle tonnellate-chilometro degli operatori aerei.



Oltre a questi documenti dedicati all’MRR, allo stesso indirizzo è disponibile un insieme distinto di linee guida sul regolamento A&V. Inoltre, la Commissione ha fornito alcune linee guida sull’ambito di applicazione dell’EU ETS, che dovrebbero essere consultati per valutare se un impianto (o una parte di esso) debba essere incluso nell’EU ETS. Tali linee guida sono disponibili all’indirizzo: http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/docs/guidance_interpretation_en.pdf

Benché non riguardi direttamente questioni relative al monitoraggio, ad eccezione della comunicazione sulle modifiche pertinenti in un impianto ai sensi dell’articolo 24 delle misure di attuazione all’interno dell’Unione, l’insieme di documenti e modelli forniti dalla Commissione sul processo di assegnazione per la terza fase è riconosciuto anche in questo ambito. Tale insieme di linee guida può essere reperito al seguente indirizzo:

http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/benchmarking/documentation_en.htm

Tutta la legislazione dell’UE è presente su EUR-lex all’indirizzo: <http://eur-lex.europa.eu/>

La legislazione più importante è inoltre riportata nell’allegato del presente documento.



Anche le autorità competenti negli Stati membri possono fornire linee guida utili sui loro siti internet. I gestori di impianti dovrebbero, in particolare, controllare se l’autorità competente offre sezioni dedicate a workshop, FAQ, helpdesk, ecc.

⁹ Attualmente questo elenco non è esaustivo. Ulteriori modelli potranno essere aggiunti in seguito.

3 IL CICLO DI CONFORMITÀ EU ETS

3.1 Importanza dell'MRV nell'EU ETS

Il monitoraggio, la comunicazione e la verifica (MRV) delle emissioni svolgono un ruolo fondamentale per la credibilità di un qualsiasi sistema di scambio di quote di emissioni. Senza un MRV, la conformità mancherebbe di trasparenza e risulterebbe molto più difficile da tracciare, e l'attuazione sarebbe compromessa. Questo vale anche per il sistema di scambio delle quote di emissioni dell'Unione europea (EU ETS). È il sistema completo, coerente, accurato e trasparente di monitoraggio, comunicazione e verifica a creare fiducia nello scambio delle quote di emissioni. Solo in questo modo è possibile assicurare che i gestori rispettino il loro obbligo di restituzione di un numero di quote sufficienti.

Questa osservazione si basa sulla duplice natura dell'EU ETS. Da un lato si tratta di uno strumento di mercato. Questo ha permesso la significativa evoluzione di un mercato nel quale i partecipanti vogliono conoscere il valore monetario delle quote che ottengono, vendono e che devono restituire. Dall'altro si tratta di uno strumento volto al raggiungimento di un beneficio ambientale. Tuttavia, contrariamente ad altri atti normativi ambientali, l'obiettivo non deve essere raggiunto dai singoli individui, bensì dall'intero gruppo di partecipanti all'EU ETS in modo congiunto. Questo richiede un considerevole livello di correttezza tra i partecipanti, assicurato da un solido sistema MRV. Le attività di controllo da parte delle autorità competenti contribuiscono in modo significativo a garantire che l'obiettivo fissato dal massimale sia raggiunto, il che significa che le riduzioni di emissioni previste siano attuate nella pratica. Pertanto, spetta alle autorità competenti, insieme agli enti di accreditamento, proteggere l'integrità dell'EU ETS, vigilando sul corretto funzionamento del sistema MRV.

Sia i partecipanti al mercato del carbonio, sia le autorità competenti vogliono la garanzia che una tonnellata di CO₂ equivalente emessa trovi corrispondenza nella tonnellata comunicata (al fine di una quota da restituire). Tale principio è noto fin dagli albori dell'EU ETS come il seguente postulato proverbiale: **“Una tonnellata deve essere una tonnellata!”**

Per poter garantire il raggiungimento di questo obiettivo in modo forte, trasparente, verificabile e comunque efficace dal punto di vista dei costi, la direttiva EU ETS¹⁰ fornisce una solida base per un buon sistema di monitoraggio, di comunicazione e di verifica. Tale obiettivo è raggiunto mediante gli articoli 14 e 15, insieme agli allegati IV e V della direttiva EU ETS. Sulla base dell'articolo 14, la Commissione ha fornito il regolamento “M&R”¹¹ (MRR), che sostituisce le ben note linee guida di monitoraggio e di comunicazione (MRG 2007) per le emissioni a partire dal 1° gennaio 2013.



¹⁰ Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 2003, che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio; più recentemente emendata dalla direttiva 2009/29/CE, rendendola la cosiddetta “direttiva EU ETS riveduta”.

¹¹ Regolamento (UE) n. 601/2012 della Commissione, del 21 giugno 2012, concernente il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio. Scaricabile all'indirizzo:
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:181:0030:0104:IT:PDF>

Tuttavia, la Commissione e gli Stati membri hanno sempre riconosciuto che un insieme legislativo tecnico e complesso come l'MRR necessita del sostegno di ulteriori linee guida, al fine di assicurare un'attuazione armonizzata in tutti gli Stati membri e favorire una conformità omogenea tramite approcci pragmatici, laddove ciò sia possibile.

Inoltre è stato fornito un regolamento concernente la verifica e l'accreditamento dei verificatori (il regolamento "A&V"¹²), per il quale la Commissione sta sviluppando una serie distinta di linee guida.

3.2 Panoramica sul ciclo di conformità

Il processo annuale di monitoraggio, comunicazione e verifica delle emissioni e la procedura dell'autorità competente per l'accettazione delle comunicazioni delle emissioni sono spesso indicati come "ciclo di conformità". La Figura 1 mostra gli elementi principali di questo ciclo.

Nella parte destra dell'immagine vi è il "ciclo principale": il gestore monitora le emissioni nel corso dell'intero anno. Dopo la fine dell'anno civile (entro tre mesi), egli è tenuto a predisporre la comunicazione annuale delle emissioni, richiedere la verifica e trasmettere la comunicazione verificata all'autorità competente. Quest'ultima deve correlarla alla restituzione delle quote nel sistema del registro¹³. Qui il principio "una tonnellata deve essere una tonnellata" si traduce in "una tonnellata deve essere una quota", ossia a questo punto il valore di mercato della quota è correlato ai costi per il raggiungimento dell'obiettivo ambientale dell'EU ETS. In seguito, il monitoraggio prosegue, come indicato dalla figura. Più precisamente, esso continua senza alcuna interruzione alla fine dell'anno.

Il processo di monitoraggio necessita di una solida base. I dati ottenuti devono essere sufficientemente solidi da creare fiducia nell'affidabilità dell'ETS, compresa la correttezza dell'obbligo di restituzione, e devono essere coerenti nel corso degli anni. Pertanto, il gestore deve garantire che la metodologia di monitoraggio sia documentata in forma scritta e non possa essere modificata arbitrariamente. Nel caso dell'EU ETS, tale metodologia scritta è denominata piano di monitoraggio dell'impianto (cfr. Figura 1). Fa parte dell'autorizzazione¹⁴, che ogni impianto nell'EU ETS deve avere per emettere gas ad effetto serra.

La figura mostra inoltre che il piano di monitoraggio, per quanto molto specifico per un singolo impianto, deve seguire i requisiti della legislazione applicabile in tutta l'UE, in particolare il regolamento concernente il monitoraggio e la comunicazione. Di conseguenza, il sistema MRV dell'EU ETS è in grado di far quadrare il cerchio tra rigide norme a livello di UE, che offrono affidabilità oltre a pre-

¹² Regolamento (UE) n. 600/2012 della Commissione, del 21 giugno 2012, sulla verifica delle comunicazioni delle emissioni dei gas a effetto serra e delle tonnellate-chilometro e sull'accreditamento dei verificatori a norma della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio. Il documento può essere scaricato all'indirizzo: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:181:0001:0029:IT:PDF>

¹³La restituzione delle quote non è stata illustrata nella figura per motivi di semplificazione. Analogamente, la figura non illustra i processi di assegnazione e scambio di quote.

¹⁴ Questa autorizzazione ai sensi dell'articolo 4 della direttiva EU ETS è abitualmente indicata come autorizzazione a emettere gas a effetto serra (GHG, *Greenhouse Gases*). Si noti che ai fini della semplificazione amministrativa, ai sensi dell'articolo 6, paragrafo 2, lettera c), il piano di monitoraggio può essere trattato separatamente dall'autorizzazione, quando si tratta di modifiche formali del piano di monitoraggio.

venire semplificazioni arbitrarie ed eccessive, e consente una sufficiente flessibilità per i casi specifici dei singoli impianti.

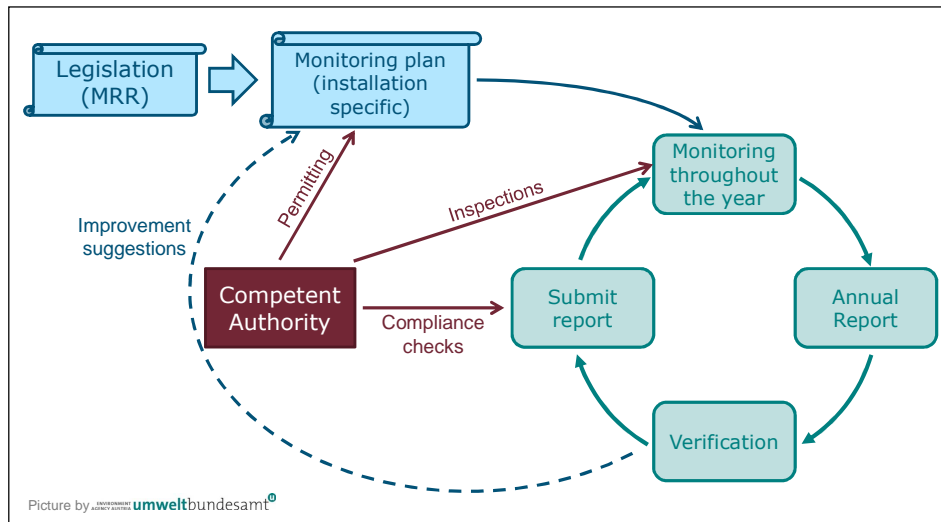


Figura 1: Principi del ciclo di conformità EU ETS

La Figura 1 mostra anche alcune responsabilità principali dell'autorità competente. Questa deve vigilare sulla conformità dei gestori. In primo luogo, l'autorità competente deve approvare ogni piano di monitoraggio prima della sua applicazione. Questo significa che i piani di monitoraggio, sviluppati dal gestore, sono soggetti a controllo di conformità secondo i requisiti dell'MRR. Laddove ricorra ad alcuni approcci semplificati autorizzati dall'MRR, il gestore è tenuto a giustificare questo utilizzo, per esempio sulla base di motivazioni di fattibilità tecnica o di costi sproporzionatamente elevati, quando altrimenti i livelli superiori richiesti non possono essere raggiunti.

In secondo luogo, l'autorità competente può eseguire ispezioni presso gli impianti, per assicurarsi che il piano di monitoraggio sia ben allineato alla realtà dell'impianto. L'autorità competente può, per esempio, controllare se i contatori installati rientrano nella tipologia sancita nel piano di monitoraggio, se i dati richiesti sono conservati e se le procedure scritte sono eseguite come richiesto.

In ultima istanza, spetta all'autorità competente eseguire i controlli sulle comunicazioni annuali delle emissioni. Questo include controlli in loco sulle comunicazioni già verificate, ma anche controlli incrociati con i valori registrati nelle tabelle delle emissioni verificate del sistema del registro e controlli attestanti la restituzione di quote in numero sufficiente.



Tuttavia, il ciclo di conformità prevede una prospettiva più ampia. Come mostra la Figura 1, esiste un secondo ciclo. Si tratta di una revisione regolare del piano di monitoraggio, cui la relazione di verifica può fornire un contributo sostanziale. Inoltre, si richiede al gestore di continuare a compiere sforzi per migliorare ulteriormente la metodologia di monitoraggio. Qualsiasi ispezione da parte dell'autorità competente dovrebbe puntare tra l'altro ad individuare gli elementi della metodologia di monitoraggio che non sono più adeguati, per esempio dopo la realizzazione di modifiche tecniche all'impianto.

3.3 L'importanza del piano di monitoraggio

Dalla sezione precedente emerge chiaramente che il piano di monitoraggio approvato è il documento più importante per ogni impianto interessato dall'EU ETS. Simile ad una ricetta per un cuoco ed al manuale gestionale per un sistema certificato di gestione della qualità, esso funge da manuale per lo svolgimento dei compiti del gestore. Pertanto dovrebbe essere scritto in modo da consentire a tutti, soprattutto al nuovo personale, di eseguire immediatamente le istruzioni. Inoltre deve consentire all'autorità competente la possibilità di comprendere rapidamente le attività di monitoraggio del gestore. Infine, il piano di monitoraggio è la guida per il verificatore, sul riscontro della quale deve essere giudicata la comunicazione delle emissioni del gestore.

Gli elementi tipici di un piano di monitoraggio includono le seguenti attività del gestore (l'applicabilità dipende dalle caratteristiche dell'impianto specifico):

- raccolta dei dati (dati di misura, fatture, protocolli di produzione);
- campionamento di materiali e combustibili;
- analisi di laboratorio di combustibili e materiali;
- manutenzione e taratura degli strumenti;
- descrizione dei calcoli e delle formule da utilizzare;
- attività di controllo (per esempio principio del doppio controllo per la raccolta dei dati);
- archiviazione dei dati (compresa la protezione contro la manipolazione);
- individuazione costante di possibilità di miglioramento.

Comunque, i piani di monitoraggio devono essere compilati attentamente (cfr. capitolo 5), in modo da ridurre al minimo l'onere amministrativo. Poiché il piano di monitoraggio deve essere approvato dall'autorità competente, è ovvio che anche le modifiche del piano di monitoraggio sono autorizzate solo con il consenso dell'autorità competente. Il regolamento M&R riduce gli sforzi amministrativi in questo caso, consentendo due approcci che dovrebbero essere già presi in considerazione al momento della stesura dei piani di monitoraggio:

- solo le modifiche "significative" necessitano dell'approvazione dell'autorità competente (articolo 15 dell'MRR; si veda la sezione 5.6 sottostante);
- le attività di monitoraggio che non sono fondamentali in ogni dettaglio e, per loro natura, tendono ad essere frequentemente modificate a seconda delle necessità, possono essere inserite in "procedure scritte", menzionate e brevemente descritte nel piano di monitoraggio, ma i cui dettagli non sono considerati parte integrante del piano di monitoraggio approvato. Il nesso tra piano di monitoraggio e procedure scritte è illustrato in dettaglio nella sezione 5.4.

Data l'importanza del piano di monitoraggio, la Commissione sta fornendo anche dei modelli per i moduli dei piani di monitoraggio. Alcuni Stati membri possono avere fornito modelli personalizzati sulla base dei modelli della Commissione; altri usano un sistema di comunicazione elettronico *ad hoc* (normalmente basato su internet e che deve per lo meno rispettare i requisiti stabiliti dalla Commissione). Prima di sviluppare un piano di monitoraggio, si consiglia quindi ai gestori di controllare il sito internet della loro autorità competente o di contattare direttamente detta autorità per ricevere disposizioni riguardanti la presen-

Simplified!



tazione di un piano di monitoraggio. Anche la legislazione nazionale può stabilire dei requisiti specifici.

3.4 Passi fondamentali e scadenze

3.4.1 Il ciclo di conformità annuale

Il ciclo di conformità EU ETS è incentrato sul requisito secondo cui il monitoraggio è sempre connesso all'anno civile¹⁵, come indicato nella Tabella 1 e nella Figura 2. I gestori hanno a disposizione tre mesi di tempo dopo la fine dell'anno per completare le comunicazioni delle emissioni e farle verificare da un verificatore accreditato, ai sensi del regolamento A&V. Quindi, i gestori devono restituire il quantitativo corrispondente di quote. A seconda della legislazione nazionale, l'autorità competente può effettuare o effettuare dei controlli (a campione) sulle comunicazioni ricevute e deve determinare una stima prudenziale delle emissioni, nel caso il gestore non riesca a presentare la comunicazione delle emissioni, o se la comunicazione è stata trasmessa ma non è conforme all'MRR, o ancora se essa non è stata oggetto di una verifica (positiva) ai sensi del regolamento A&V (articolo 70, paragrafo 1, dell'MRR). Quando l'autorità competente rileva un tipo qualsiasi di errore nelle comunicazioni presentate, le correzioni sul valore delle emissioni verificate possono rappresentare una soluzione. Si noti che per queste correzioni la legislazione dell'UE non prevede alcuna scadenza. Tuttavia potrebbero esistere specifici requisiti sanciti dalla legislazione nazionale.

Tabella 1: Linea temporale comune del ciclo di conformità EU ETS per le emissioni nell'anno N.



Quando?	Chi?	Cosa?
1° gennaio N		Inizio del periodo di monitoraggio
Entro il 28 febbraio N	Autorità competente	Rilascio delle quote gratuite (se pertinente) sul conto del gestore nel registro
31 dicembre N		Fine del periodo di monitoraggio ¹⁶
Entro il 31 marzo ¹⁷ N+1	Verificatore	Completamento della verifica e rilascio dell' attestato di verifica al gestore
Entro il 31 marzo ¹⁸ N+1	Gestore	Presentazione della comunicazione annuale verificata delle emissioni
Entro il 31 marzo N+1	Gestore / verificatore ¹⁹	Introduzione del valore verificato delle emissioni nella tabella delle emissioni del registro

¹⁵ L'articolo 3, paragrafo 12, dell'MRR così recita: «"periodo di comunicazione", un anno civile durante il quale devono essere monitorate e comunicate [...]».

¹⁶ Benché solitamente non sia previsto per il ciclo di conformità, può essere utile notare che entro il 31 dicembre il gestore deve presentare le informazioni sulle modifiche alla capacità, al livello di attività e alle operazioni dell'impianto, se del caso. Si tratta di un nuovo elemento basato sull'articolo 24, paragrafo 1, delle CIMs. Questa notifica è applicabile per la prima volta dal dicembre 2012.

¹⁷ La nota 18 trova applicazione anche in questo caso.

¹⁸ Ai sensi dell'articolo 67, paragrafo 1, le autorità competenti possono chiedere ai gestori o agli operatori aerei di trasmettere la comunicazione annuale delle emissioni sottoposta a verifica prima del 31 marzo, ma non prima del 28 febbraio.

¹⁹ Tale questione può essere regolamentata in modo diverso negli Stati membri.

Quando?	Chi?	Cosa?
Marzo - aprile N+1	Autorità competente	A seconda della legislazione nazionale, possibili controlli a campione delle comunicazioni annuali delle emissioni presentate. Richiesta di correzioni da parte del gestore, se del caso. (N.B. A seconda della legislazione nazionale, non sussistono obblighi per le autorità competenti di fornire assistenza o di accettare le comunicazioni del gestore prima o dopo il 30 aprile).
Entro il 30 aprile N+1	Gestore	Restituzione di quote (quantitativo corrispondente alle emissioni annuali verificate) nel sistema del registro.
Entro il 30 giugno N+1	Gestore	Presentazione della comunicazione su possibili miglioramenti da apportare al piano di monitoraggio, se del caso ²⁰
(Nessuna scadenza specifica)	Autorità competente	Esecuzione di ulteriori controlli sulle comunicazioni delle emissioni annuali presentate, laddove ciò sia ritenuto necessario o possa essere richiesto dalla legislazione nazionale; richiesta di modifiche dei dati sulle emissioni e restituzione di quote aggiuntive, se del caso (ai sensi della legislazione dello Stato membro).

La figura 2 suggerisce inoltre delle tempistiche indicative per il processo di verifica. L'esperienza ha dimostrato che la disponibilità dei verificatori può costituire un rallentamento in alcuni Stati membri, soprattutto se l'intero processo di verifica è condotto nei primi tre mesi dell'anno. Tuttavia, varie parti del processo di verifica possono essere eseguite ben prima della fine dell'anno di comunicazione. Pertanto, si consiglia al gestore di contattare un verificatore per tempo durante l'anno di comunicazione, idealmente poco dopo aver presentato la comunicazione precedente a marzo. Il verificatore di conseguenza è in grado di pianificare e di eseguire molto del lavoro richiesto durante il resto dell'anno, lasciando solo i controlli finali e la stesura del rapporto di verifica per il primo trimestre dell'anno successivo.

Infine, va detto che si applicano ulteriori requisiti non elencati in questa sede. In particolare, come illustrato nella sezione 5.6, il gestore deve aggiornare il piano di monitoraggio durante tutto l'anno, se del caso, e l'autorità competente deve valutarlo e approvarlo, se opportuno.

²⁰ Esistono due tipi diversi di comunicazioni sui miglioramenti ai sensi dell'articolo 69 dell'MRR. Una è presentata nell'anno in cui un verificatore comunica delle raccomandazioni di miglioramento, e l'altra (che può essere associata alla prima, se del caso) riguarda ogni anno gli impianti di categoria C, ogni due anni gli impianti di categoria B e ogni quattro anni gli impianti di categoria A. Per la classificazione, si veda la sezione 4.4 del presente documento. L'autorità competente può fissare una scadenza diversa, ma non oltre il 30 settembre di quell'anno.

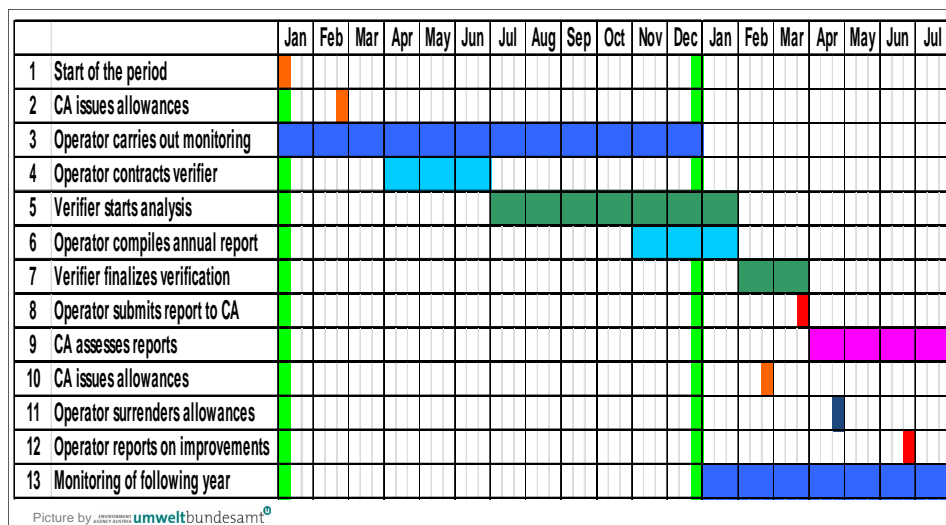


Figura 2: Esempio di linea temporale del ciclo di conformità EU ETS. Per la descrizione delle scadenze si consulti la Tabella 1. Si noti in particolare che, a seconda della legislazione nazionale, tale linea temporale può subire variazioni.

3.4.2 Preparazione per il terzo periodo di scambio

Affinché il ciclo di conformità sia attivato, è necessario che i piani di monitoraggio di tutti gli impianti siano approvati dall'autorità competente prima dell'inizio del periodo di monitoraggio. Per i nuovi partecipanti all'ETS, il piano di monitoraggio deve essere approvato prima dell'inizio delle operazioni. Per l'inizio della terza fase di scambio, il passaggio dall'MRG 2007 all'applicazione dell'MRR richiede che i piani di monitoraggio di tutte gli impianti siano revisionati ed adeguati ai nuovi requisiti. Sulla base dell'esperienza acquisita nelle precedenti fasi ETS, un simile processo di revisione generale può richiedere diversi mesi e dovrebbe essere preparato adeguatamente. Al fine di fornire una guida aggiuntiva, è qui presentata una linea temporale giuridicamente non vincolante. Sono prese in considerazione scale temporali relativamente lunghe, come richiesto per gli impianti più complessi, presentate di seguito. In primo luogo, la preparazione del piano di monitoraggio da parte dei gestori può richiedere diversi mesi, a seconda del grado di complessità degli impianti. Tuttavia, per gli impianti semplici, il piano di monitoraggio può essere completato nell'arco di pochi giorni lavorativi.

Poiché anche l'autorità competente avrà bisogno di qualche settimana o di qualche mese per valutare tutti i piani di monitoraggio presentati (a seconda del carico di lavoro corrente) e poiché i gestori avranno poi bisogno di qualche settimana per attuare infine il nuovo piano di monitoraggio approvato, si può prevedere che l'autorità competente debba iniziare tempestivamente ad organizzare workshop e a fornire altre informazioni adeguate per i gestori. Questo riguarda soprattutto il 2012 (l'anno precedente all'applicazione dell'MRR). I gestori, a loro volta, dovrebbero predisporre i nuovi piani di monitoraggio con sufficiente

tempestività, in modo da presentarli entro la metà dell'anno, al più tardi entro la fine di settembre²¹. Un esempio di linea temporale è mostrato nella Tabella 2.

Tabella 2: Modello di linea temporale relativo alla preparazione del periodo di conformità EU ETS per l'inizio del nuovo periodo di scambio. Si noti che le scadenze possono differire significativamente a seconda degli Stati membri.

Quando?	Chi?	Cosa?
Maggio - settembre 2012	Gestore	Controllo del piano di monitoraggio esistente per gli aggiornamenti richiesti o sviluppo, se del caso, di un nuovo piano di monitoraggio
Luglio - settembre 2012	Autorità competente	Scadenza suggerita per la ricezione del piano di monitoraggio nuovo o aggiornato da parte dei gestori
Luglio - dicembre 2012	Autorità competente	Controllo ed approvazione dei piani di monitoraggio
Ottobre - dicembre 2012	Gestore	Preparazione per l'attuazione del piano di monitoraggio approvato
1° gennaio 2013		Inizio del periodo di monitoraggio con l'utilizzo dei nuovi requisiti MRR

²¹ Si noti che le scadenze concrete fissate dalle autorità competenti negli Stati membri possono differire da questa ipotesi.

3.5 Ruoli e responsabilità

Le varie responsabilità dei gestori, dei verificatori e delle autorità competenti sono indicate nella Figura 3, tenendo conto delle attività menzionate nelle sezioni precedenti. Ai fini della completezza, è incluso anche l'organismo di accreditamento. La figura mostra chiaramente l'alto livello di controllo inserito in modo efficace nel sistema MRV. Il monitoraggio e la comunicazione rappresentano la responsabilità principale dei gestori (altresì responsabili di assumere un verificatore e di fornire ad esso tutte le informazioni pertinenti). L'autorità competente approva i piani di monitoraggio, riceve e controlla le comunicazioni delle emissioni, è responsabile delle ispezioni e può apportare correzioni al valore verificato delle emissioni, qualora siano rilevati degli errori. È quindi l'autorità competente a controllare il risultato finale. Infine, il verificatore è responsabile nei confronti dell'organismo di accreditamento²². Si noti che ai sensi dell'articolo 65 del regolamento A&V, gli Stati membri devono anche monitorare il risultato dei loro organismi di accreditamento nazionali, garantendo al contempo in modo completo l'integrità del sistema EU ETS di MRV e di accreditamento.

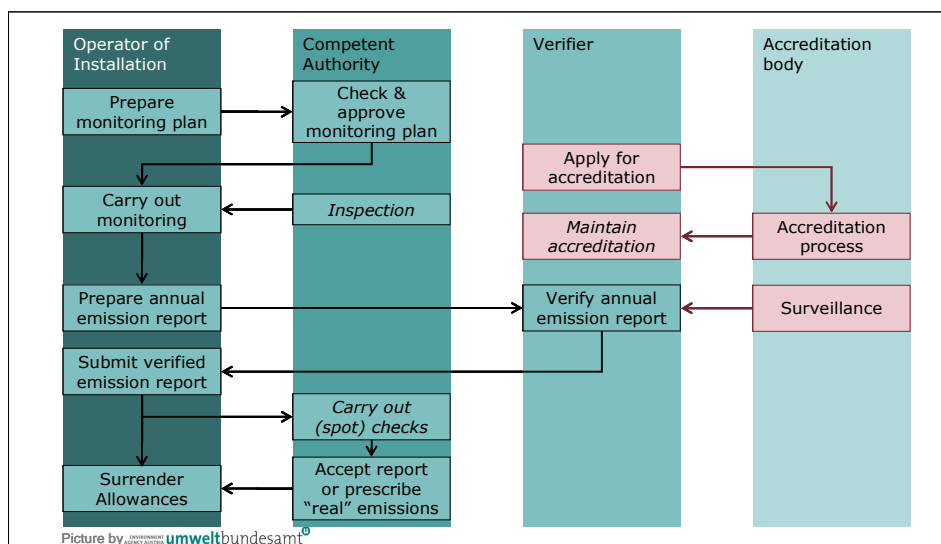


Figura 3: *Panoramica delle responsabilità dei principali attori nell'EU ETS. Per quanto riguarda l'"organismo di accreditamento" si veda anche la nota 22.*

²² Il regolamento A&V consente anche, in casi eccezionali, ai verificatori (se costituiti da persone fisiche) di essere certificati e vigilati da un'autorità nazionale nominata dallo Stato membro in questione (ai sensi dell'articolo 54 dell'AVR).

4 CONCETTI E APPROCCI

Questo capitolo è dedicato alle spiegazioni dei termini e dei concetti più importanti, necessari per l'implementazione di un piano di monitoraggio.

4.1 Principi di base

Gli articoli da 5 a 9 dell'MRR delineano i principi guida che i gestori sono tenuti a seguire nell'adempimento dei propri obblighi. Tali principi sono illustrati di seguito.

1. **Completezza** (articolo 5): la completezza delle fonti di emissione e dei flussi di fonte è l'elemento centrale dei principi di monitoraggio dell'EU ETS. Per poter garantire la completezza delle emissioni monitorate, il gestore dovrebbe tenere conto delle seguenti considerazioni:
 - l'articolo 5 dell'MRR prevede l'inclusione di tutte quelle emissioni di processo e di combustione provenienti da tutte le fonti di emissione e da tutti i flussi di fonte (cfr. sezione 4.2) riconducibili ad attività elencate nell'allegato I della direttiva EU ETS o incluse nell'EU ETS tramite "opt-in" (ai sensi dell'articolo 24 della direttiva come, per esempio, alcune attività che emettono N₂O durante la seconda fase ETS);
 - l'allegato I della direttiva EU ETS stabilisce che *tutte* le attività di combustione di un impianto devono essere incluse nell'EU ETS, se è superata la soglia di una qualsiasi delle altre attività. Vista la definizione di "combustione" presente nella direttiva²³, questa include anche le emissioni di processo derivanti dalla depurazione di gas di combustione;
 - ulteriori punti specifici da considerare per ciascuna attività possono essere trovati nell'allegato IV dell'MRR, alla voce "campo di applicazione" per ogni attività;
 - l'articolo 20 richiede che siano incluse le emissioni prodotte sia durante le normali operazioni, sia in occasione di eventi straordinari tra cui l'avviamento, l'arresto e le situazioni di emergenza;
 - le emissioni provenienti dai macchinari utilizzati a fini di trasporto all'interno dell'impianto sono generalmente escluse;
 - i gestori dovrebbero anche prendere in considerazione le linee guida²⁴ stilate dalla Commissione sull'interpretazione dell'allegato I della direttiva EU ETS.
2. **Coerenza e comparabilità** (articolo 6, paragrafo 1): le serie temporali²⁵ di dati devono essere coerenti nel corso degli anni. Sono vietate modifiche ar-

²³ L'articolo 3, lettera t), della direttiva EU ETS così recita: «"combustione", l'ossidazione di combustibili, indipendentemente dall'impiego che è fatto dell'energia termica, elettrica o meccanica prodotta in tale processo, e altre attività direttamente connesse, compreso il lavaggio dei gas di scarico».

²⁴ http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/docs/guidance_interpretation_en.pdf

²⁵ Questo non implica un requisito per la produzione di serie temporali di dati, ma presuppone che il gestore, il verificatore o l'autorità competente possano utilizzare tali serie come mezzo per effettuare controlli di coerenza.

bitrarie delle metodologie di monitoraggio. Per questo motivo il piano di monitoraggio deve essere approvato dall'autorità competente, analogamente a modifiche significative al piano di monitoraggio stesso. Poiché gli stessi approcci di monitoraggio sono definiti per tutti gli impianti, tra i quali si può scegliere utilizzando il sistema dei livelli (cfr. la sezione 4.5), i dati creati sono anche confrontabili tra impianti.

3. **Trasparenza** (articolo 6, paragrafo 2): tutte le attività di raccolta, compilazione e calcolo di dati devono essere effettuate in maniera trasparente. Questo significa che i dati stessi, i metodi per ottenerli ed utilizzarli (in altre parole: l'intero flusso di dati) devono essere documentati in maniera trasparente e tutte le informazioni pertinenti devono essere immagazzinate e conservate in modo sicuro, consentendo un accesso adeguato alle parti terze autorizzate. In particolare, il verificatore e l'autorità competente devono essere autorizzati ad accedere a queste informazioni.

Vale la pena ricordare che il requisito della trasparenza è nell'interesse stesso del gestore. Essa favorisce il trasferimento di responsabilità tra il personale esistente e quello nuovo e riduce la probabilità di errori e omissioni. A sua volta, questo riduce il rischio di restituzione di quote in eccesso, oppure insufficiente con possibilità di sanzioni. Senza trasparenza, le attività di verifica sono più onerose e richiedono un dispendio di tempo maggiore.

Inoltre l'articolo 66 dell'MRR specifica che i dati rilevanti devono essere conservati per un periodo di 10 anni. I dati minimi da conservare sono elencati nell'allegato IX dell'MRR.

4. **Accuratezza** (articolo 7): i gestori devono assicurare che i dati siano accurati, ovvero che non siano sistematicamente e coscientemente inaccurati. Dovuta diligenza è richiesta ai gestori, con sforzi da compiere per raggiungere il più elevato livello possibile di accuratezza. Come dimostra il punto seguente, "il più elevato livello possibile" può essere interpretato come il caso in cui sia tecnicamente realizzabile e "senza dover sostenere costi sproporzionatamente elevati".
5. **Integrità della metodologia** (articolo 8): questo principio è l'elemento fondamentale di qualsiasi sistema MRV. L'MRR lo cita esplicitamente insieme ad altri elementi necessari per un buon monitoraggio:
 - la metodologia di monitoraggio e la gestione dei dati devono consentire al verificatore di raggiungere "ragionevoli garanzie"²⁶ circa la comunicazione delle emissioni, ossia il monitoraggio deve essere in grado di sostenere un test piuttosto intenso;
 - i dati non devono essere viziati da inesattezze rilevanti²⁷ e devono essere imparziali;
 - i dati devono fornire un resoconto attendibile ed equilibrato delle emissioni di un impianto;

²⁶ L'articolo 3, paragrafo 18, del regolamento A&V dispone: «"garanzia ragionevole", un livello di garanzia elevato ma non assoluto, espresso positivamente nel parere sulla verifica, in merito al fatto che la comunicazione del gestore o dell'operatore aereo oggetto della verifica non sia viziata da inesattezze rilevanti». Per ulteriori dettagli sulla definizione di questa espressione si vedano i documenti d'orientamento sul regolamento A&V. La sezione 2.3 fornisce un link relativo a tali documenti.

²⁷ Si veda la nota 26.

- nella ricerca di una maggiore accuratezza, i gestori possono valutare il beneficio, tenendo conto dei costi maggiori. Essi punteranno a “ottenere la massima accuratezza possibile, salvo il caso in cui ciò risulti tecnicamente non realizzabile o comporti costi sproporzionatamente elevati”.
6. **Miglioramento continuo** (articolo 9): oltre al requisito dell’articolo 69, che prevede che il gestore debba presentare regolarmente delle comunicazioni sulle possibilità di miglioramento, per esempio per raggiungere livelli superiori, questo principio rappresenta anche la base per l’obbligo del gestore di tenere conto delle raccomandazioni del verificatore (cfr. anche la Figura 1 a pagina 14).

4.2 Flussi di fonte, fonti di emissione e termini relativi

Fonte di emissione: il regolamento M&R così recita (articolo 3, paragrafo 5): «“fonte di emissione”, una parte individualmente identificabile di un impianto o un processo che si svolge in un impianto, da cui sono emessi i gas a effetto serra interessati oppure, per le attività di trasporto aereo, un singolo aeromobile». Quindi, una fonte di emissione può essere considerata come una parte (fisica) dell’impianto, o anzi una costruzione “virtuale”, che definisce i limiti di sistema del processo che porta a delle emissioni.

Come si illustrerà in seguito, diverse metodologie di monitoraggio possono essere applicate così come stabilito dall’MRR. Per queste metodologie sono stati considerati utili altri due concetti per assicurare la completezza delle emissioni monitorate:

- flussi di fonte; e
- punti di misura.

Flussi di fonte²⁸: questa espressione fa riferimento a tutte le entrate e le uscite che devono essere monitorate quando si utilizza un approccio basato su calcoli (cfr. la sezione 4.3). La definizione è il risultato del tentativo di esprimere con immediatezza “il combustibile o materiale che entra o esce dall’impianto, con un impatto diretto sulle emissioni”. Nel caso più semplice, ciò indica i combustibili “oggetto di flusso” verso l’interno dell’impianto e che costituiscono una “fonte” di emissioni. Lo stesso vale anche per le materie prime che danno origine alle emissioni di processo. In alcuni casi, le emissioni di processo sono calcolate sulla base di un prodotto, per esempio la calce viva. In questo caso, detto prodotto il costituisce un flusso di fonte. L’espressione, inoltre, include anche i flussi di massa che entrano ed escono dai limiti del sistema di bilanci di massa. Questo è giustificato dal fatto che i flussi di massa che entrano ed escono dall’impianto sono trattati, in linea di principio, applicando gli stessi requisiti²⁹ previsti per altri

²⁸ MRR (articolo 3, paragrafo 4): Si intende per «“flusso di fonti”, i flussi seguenti:

a) un tipo specifico di combustibile, materia prima o prodotto che dà origine a emissioni di gas a effetto serra presso una o più fonti di emissione a seguito del suo consumo o produzione; b) un tipo specifico di combustibile, materia prima o prodotto contenente carbonio che è incluso nel calcolo delle emissioni di gas a effetto serra che utilizza una metodologia di bilancio di massa».

²⁹ Gli stessi requisiti sono validi per i dati di attività, mentre sono utilizzati altri fattori di calcolo (tenore di carbonio al posto del fattore di emissione). Tuttavia, come mostrato nella sezione 4.3.2, il fattore di emissione e il tenore di carbonio possono essere calcolati l’uno dall’altro. In termini di chimica analitica, è sempre il tenore di carbonio a essere determinato.

flussi di fonte, come è possibile concludere nelle sezioni 4.3.1 e 4.3.2 di cui sotto.

Punto di misura (articolo 3, paragrafo 42): significa “la fonte di emissione per la quale sono utilizzati sistemi di misurazione in continuo delle emissioni (CEMS) o la sezione trasversale di un sistema di condutture per il quale il flusso di CO₂ è determinato utilizzando sistemi di misura in continuo”. In breve, questo è il punto in cui sono installati gli strumenti di un sistema di misura in continuo.

Le espressioni riportate di seguito sono pertinenti solo per la descrizione dell'impianto, che deve essere inclusa nel piano di monitoraggio.

Punti di emissione: questa espressione non è definita esplicitamente dall'MRR. Tuttavia diviene chiara quando si consulta il punto in cui è utilizzata dall'MRR: al punto 4, lettera b), l'allegato I, sezione 1, dell'MRR prevede che il piano di monitoraggio contenga: “un elenco di tutti i punti di emissione pertinenti durante il funzionamento normale e in fasi restrittive e di transizione, compresi i periodi di interruzione o le fasi di messa in servizio, integrato, su richiesta dell'autorità competente, da un diagramma di processo”. In altri termini, la descrizione dell'impianto nel piano di monitoraggio dovrebbe elencare tutti i punti di emissione, descrivendo i punti fisici in cui i gas a effetto serra sono concretamente rilasciati dall'impianto, comprese le emissioni fuggitive, se del caso.

Unità tecniche: a scopo di completezza, è bene ricordare che l'espressione “unità tecnica” è utilizzata dalla direttiva EU ETS per fare riferimento a parti dell'impianto, in particolare all'interno della parte introduttiva dell'allegato I della direttiva. L'espressione è utilizzata con l'intento di spiegare la norma di aggregazione per determinare se un impianto deve essere incluso nell'EU ETS o meno³⁰. Di conseguenza, un elenco di tali unità sarà di aiuto per l'autorità competente. L'inclusione di un elenco di questo tipo anche nel piano di monitoraggio può essere quindi considerata come una migliore prassi.

4.3 Approcci di monitoraggio

Come l'MRG 2007, l'MRR consente al gestore di scegliere le metodologie di monitoraggio da una sistema di elementi costitutivi basato su diversi approcci di monitoraggio. Tuttavia, l'MRR supera notevolmente in flessibilità l'MRG, poiché attualmente sono consentiti tutti i tipi di combinazione di questi approcci, a condizione che il gestore dimostri che non avranno luogo né doppie contabilizzazioni, né lacune nei dati relativamente alle emissioni. La scelta metodologica necessita dell'approvazione dell'autorità competente che, di norma, è concessa in modo implicito come parte dell'approvazione del piano di monitoraggio.

New!

Sono disponibili le metodologie riportate di seguito.

1. Approcci basati su calcoli:
 - a. metodologia standard (in cui si distingue tra le emissioni di combustione e le emissioni di processo)
 - b. bilancio di massa

³⁰ Per maggiori informazioni si vedano gli orientamenti sull'interpretazione dell'allegato I alla direttiva EU ETS, http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/docs/guidance_interpretation_en.pdf.

2. Approcci basati su misure
3. Metodologia non basata su livelli (“approccio alternativo”)
4. Combinazioni di approcci

Si noti che gli approcci basati su calcoli richiedono anche delle misure. Tuttavia, la misura è qui normalmente applicata a parametri quali il consumo di combustibile, che può essere correlato alle emissioni attraverso un calcolo, mentre l'approccio basato sulle misure include sempre la misurazione diretta dello stesso gas a effetto serra. Questi approcci sono brevemente delineati di seguito.

4.3.1 Metodologia standard

New!

Le espressioni “metodologia standard” e “fattori di calcolo” non sono state utilizzate nell'MRG 2007. Tuttavia, l'approccio adottato nella metodologia standard è stato trasferito all'MRR senza sostanziali modifiche.

Il principio di questo metodo è dato dal calcolo delle emissioni tramite i dati relativi all'attività (per esempio, il quantitativo di combustibile o di materiale in ingresso consumato), moltiplicato per un fattore di emissione (ed altri fattori). La Figura 4 illustra questo aspetto. Tali ulteriori fattori sono il fattore di ossidazione per le emissioni di combustione, ed il fattore di conversione per le emissioni di processo. Entrambi sono utilizzati per correggere il valore delle emissioni in caso di reazioni chimiche incomplete.

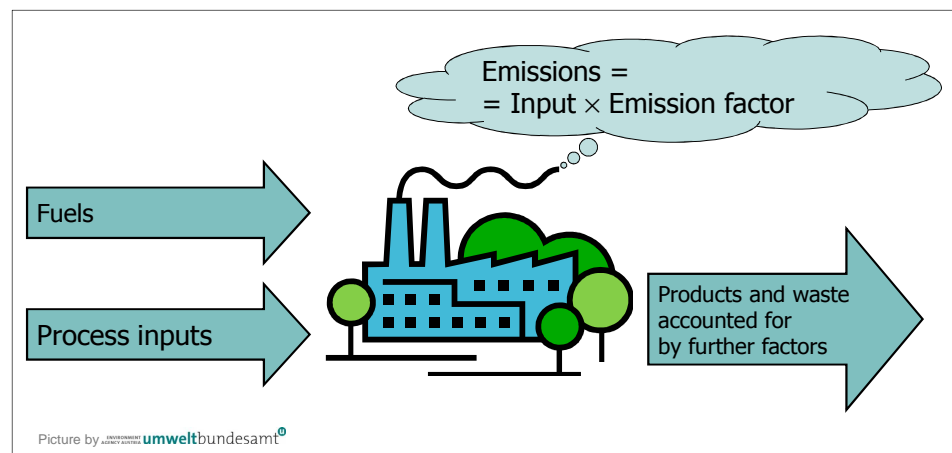


Figura 4: Principio della metodologia standard per il calcolo delle emissioni

Nell'ambito di questa metodologia, per le emissioni di CO₂ sono applicate le seguenti formule³¹:

1. Emissioni di combustione:

$$Em = AD \cdot EF \cdot OF \quad 1)$$

dove:

Em sono le emissioni [t CO₂]

AD..... indica i dati relativi all'attività [TJ, t oppure Nm³]

EF..... è il fattore di emissione [t CO₂/TJ, t CO₂/t oppure t CO₂/Nm³]

OF..... è il fattore di ossidazione [adimensionale]

I fattori con le unità in tonnellate sono solitamente impiegati per i solidi e i liquidi. I Nm³ sono in genere utilizzati per i combustibili gassosi. Per poter raggiungere numeri di questa grandezza, nella pratica i valori sono normalmente espressi in [1000Nm³].

I dati relativi all'attività dei combustibili (compreso il caso in cui i combustibili siano utilizzati come materiale in entrata al processo) devono essere espressi come potere calorifico netto:

$$AD = FQ \cdot NCV \quad 2)$$

dove

FQ..... è la quantità di combustibile [t oppure Nm³]

NCV.... indica il potere calorifico netto [TJ/t oppure TJ/Nm³]

In taluni casi (per i quali l'utilizzo di un fattore di emissione espresso in t CO₂/TJ comporta costi sproporzionatamente elevati o se, utilizzando tale fattore di emissione, le emissioni possono essere calcolate con un grado di accuratezza perlomeno equivalente), l'autorità competente può autorizzare il gestore ad impiegare un fattore di emissione espresso in t CO₂/t di combustibile oppure t CO₂/Nm³ (articolo 36, paragrafo 2). In quel caso, i dati relativi all'attività sono espressi in tonnellate oppure in Nm³ di combustibile, invece di ricorrere all'equazione 2), ed il potere calorifico netto può essere determinato utilizzando un livello inferiore rispetto agli altri casi (articolo 26, paragrafo 5).

Simplified!

Quando è coinvolta la biomassa, il fattore di emissione deve essere determinato in base al fattore di emissione preliminare ed alla frazione di biomassa del combustibile:

$$EF = EF_{pre} \cdot (1 - BF) \quad 3)$$

in cui

EF..... è il fattore di emissione

New!

³¹ Solitamente le emissioni di N₂O sono determinate utilizzando approcci basati sulle misure e per i PFC è possibile applicare requisiti speciali. Pertanto, dette emissioni non sono contemplate in questa sezione.



EF_{pre} indica il fattore di emissione preliminare (ossia, ai sensi dell'articolo 3, paragrafo 35, "il fattore di emissione totale presunto di un combustibile o materiale misto calcolato in base al contenuto totale di carbonio costituito da una frazione di biomassa e da una frazione fossile, prima di moltiplicarlo con la frazione fossile per ottenere il fattore di emissione")

BF è la frazione di biomassa [adimensionale]

Pertanto, la formula generale standard per le emissioni di combustione diviene:

$$Em = FQ \cdot NCV \cdot EF_{pre} \cdot (1 - BF) \cdot OF \quad 4)$$

2. Le **emissioni di processo** sono calcolate come segue:

$$Em = AD \cdot EF \cdot CF \quad 5)$$

dove:

Em indica le emissioni [t CO₂]

AD sono i dati relativi all'attività [t oppure Nm³]

EF è il fattore di emissione [t CO₂/t oppure t CO₂/Nm³]

CF è il fattore di conversione [adimensionale]

Si noti che i dati relativi all'attività possono riferirsi a un materiale in entrata (per esempio il calcare o la soda), oppure a quello in uscita risultante dal processo, per esempio il clinker (cemento) o la calce viva. In entrambi i casi, i dati relativi all'attività sono utilizzati con valori positivi, considerando la correlazione diretta con il valore di emissione. A tal fine, l'allegato II, sezione 4, dell'MRR introduce il metodo A (basato sull'entrata) ed il metodo B (basato sull'uscita). I metodi sono considerati equivalenti, ossia il gestore dovrebbe scegliere il metodo che determina dati più affidabili, che sia applicabile al meglio con i propri strumenti e che impedisca costi sproporzionatamente elevati.

Ulteriori dettagli specifici per tipologia di attività sono elencati nell'allegato IV dell'MRR. Si noti che in caso di processi più complessi, il bilancio di massa sarà di norma l'approccio di monitoraggio più adeguato. Inoltre, è necessario ricordare che le emissioni di processo di N₂O necessitano sempre di un approccio basato su misure³². Le emissioni di processo di PFC sono determinate su un approccio basato sui calcoli, tema affrontato nella sezione 6.4.

Maggiori dettagli sui requisiti dell'MRR per il monitoraggio basato sulla metodologia standard sono forniti nel capitolo 6.

4.3.2 Metodologia basata sul bilancio di massa

Analogamente alla metodologia standard, l'approccio basato sul bilancio di massa³³ è un metodo basato su calcoli volto a determinare le emissioni di un

³² In quanto eccezione, l'N₂O rilasciato nei casi temporanei di emissioni non abbattute è stimato sulla base dei calcoli; a tal riguardo si veda la sezione 8.2.

³³ Per ragioni di chiarezza, in questo documento si ricorre all'espressione "bilancio di materiale" per la determinazione dei dati relativi all'attività basati sulla aggregazione dei conteggi dei quantitativi

impianto. L'approccio standard trova applicazione diretta nei casi in cui un combustibile o un materiale sia direttamente correlato alle emissioni. Tuttavia, in casi come acciaierie a ciclo integrale o siti dell'industria chimica, spesso risulta difficile collegare le emissioni direttamente a singoli materiali in entrata, dal momento che i prodotti (ed i rifiuti) contengono notevoli quantitativi di carbonio [per esempio prodotti chimici organici su larga scala, nerofumo, ecc]. Quindi, non è sufficiente contabilizzare il quantitativo di carbonio non emesso tramite un fattore di ossidazione oppure un fattore di conversione. Al contrario, si considera un bilancio completo del carbonio in entrata e in uscita dall'impianto, oppure di una sua parte definita³⁴ (cfr. Figura 5).

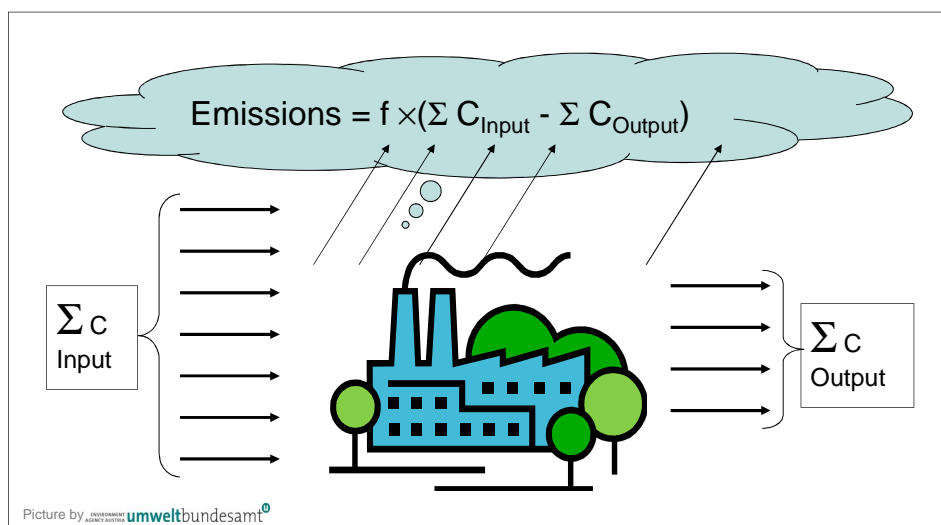


Figura 5: Principio della metodologia fondata sul bilancio di massa

La seguente formula è applicabile al bilancio di massa:

$$Em_{MB} = \sum_i (f \cdot AD_i \cdot CC_i) \quad 6) \quad \triangle$$

dove:

Em_{MB} ... sono le emissioni provenienti da tutti i flussi di fonte compresi nel bilancio di massa [t CO₂]

f è il fattore per la conversione della massa molare del carbonio in CO₂. Il valore di f è 3 664 t CO₂/t C (articolo 25, paragrafo 1)

i è l'indice per il materiale o il combustibile considerato

AD_i indica i dati relativi all'attività (ossia la massa in tonnellate) del materiale o del combustibile considerato. I materiali o i combustibili in entrata sono considerati con valori positivi; i materiali o combustibili in uscita hanno dati relativi all'attività negativi. I flussi di massa diretti alle scorte e da esse provenienti devono essere adeguatamente presi in considerazione, al fine di fornire risultati corretti per l'anno civile

forniti separatamente (misure "sul lotto") (si veda la sezione 6.1.2), mentre l'espressione "bilancio di massa" è strettamente impiegata per l'approccio basato sui calcoli, oggetto di discussione nella presente sezione e all'articolo 25.

³⁴ Come sarà dimostrato in un esempio a pagina 30.

CC_iindica il tenore di carbonio del componente considerato, sempre adimensionale e positivo

Se il tenore di carbonio di un combustibile deve essere calcolato da un fattore di emissione espresso in t CO₂/TJ si ricorre alla seguente equazione:

$$CC_i = EF_i \cdot NCV_i / f \quad 7)$$

Se il tenore di carbonio di un materiale o di un combustibile deve essere calcolato da un fattore di emissione espresso in t CO₂/t è utilizzata la seguente equazione:

$$CC_i = EF_i / f \quad 8)$$

Durante l'elaborazione di un piano di monitoraggio basato sul bilancio di massa occorre considerare quanto segue:

- le emissioni di monossido di carbonio (CO) non sono interpretate come flusso di fonte in uscita nel bilancio di massa, ma sono considerate come emissioni dell'equivalente molare di CO₂ (articolo 25, paragrafo 2). Ciò è facilmente ottenibile evitando di elencare il CO come materiale in uscita;
- quando i materiali o i combustibili da biomassa sono inclusi in un bilancio di massa, il CC_i deve essere adeguato solo per la frazione fossile. Quando la biomassa è considerata appartenente ai flussi in uscita, il gestore dovrebbe fornire una giustificazione all'autorità competente in merito a tale assunzione. La metodologia proposta deve evitare una sottostima delle emissioni;
- è importante rispettare il principio di completezza dei dati di monitoraggio. Questo significa che tutti i materiali ed i combustibili in entrata devono essere presi in considerazione, se non monitorati da un approccio diverso dal bilancio di massa. Tuttavia, in alcuni casi può risultare difficile determinare in modo preciso quantitativi di carbonio minori. In tale situazione, il gestore dovrebbe verificare se il materiale può essere considerato come un flusso di fonte "de minimis" (cfr. sezione 4.4.3). In particolare, il fatto di considerare uguale a zero il quantitativo di carbonio che esce dall'impianto come scoria o rifiuto può essere considerato un metodo di stima applicabile a tali flussi di fonte "de minimis". Ciò equivarrebbe a considerare un fattore di conversione del 100% in caso di metodologia standard.

Maggiori dettagli sui requisiti dell'MRR per il monitoraggio con ricorso a una metodologia basata sul bilancio di massa sono forniti al capitolo 6.

Si noti che può essere utile combinare l'approccio di bilancio di massa con l'approccio standard, come dimostra il seguente esempio.



Nell' impianto considerato esistono due aree chiaramente separabili: un impianto di cogenerazione a gas, ed un impianto di produzione dell'acciaio non integrato (processo del forno elettrico ad arco). In un caso simile, è utile combinare gli approcci basati sui calcoli.

- Impianto di cogenerazione: metodologia standard; flussi di fonte:
 - gas naturale (per semplicità, può essere utile includere tutti i flussi di gas naturale, anche quelli utilizzati nell'impianto di acciaio)
- Impianto di acciaio: Bilancio di massa; flussi di fonte:
 - in entrata: rottame, ghisa, componenti da lega
 - in uscita: prodotti, scorie

4.3.3 Metodologia basata su misure

Rispetto all'MRG 2007, le disposizioni per la metodologia basata su misure sono state aggiornate in modo significativo.

New!

A differenza della metodologia basata su calcoli, i gas a effetto serra presenti nei gas di scarico dell'impianto sono essi stessi l'oggetto della misura nella metodologia basata su misure. Questo approccio è difficile negli impianti con molti punti di emissione (camini), o addirittura impossibile laddove debbano essere prese in considerazione le emissioni fuggitive³⁵. Di contro, l'elemento di forza della metodologia basata su misure risiede nell'indipendenza rispetto al numero di diversi combustibili e materiali utilizzati (per esempio, quando sono sottoposti a combustione diversi tipi di rifiuti), e nell'indipendenza rispetto alle relazioni stechiometriche (è per questo motivo che le emissioni di N₂O devono essere monitorate in questo modo).

L'MRR presuppone che con gli strumenti attuali non sia possibile misurare continuamente la frazione di biomassa del CO₂ emesso con sufficiente affidabilità. Pertanto, l'MRR richiede che ogni biomassa sia determinata tramite un approccio basato sui calcoli, per la sottrazione di questa dal totale delle emissioni determinate tramite misurazione. Comunque, a seconda dei progressi scientifici attesi, i futuri aggiornamenti dell'MRR potrebbero comprendere ulteriori disposizioni per la determinazione della biomassa tramite misura³⁶.

³⁵ Le emissioni fuggitive sono emissioni non effettuate tramite un condotto, come le emissioni da fornaci aperte o da fughe da sistemi di condutture.

³⁶ Si veda la linea guida n. 3 sulle questioni relative alla biomassa per ulteriori opzioni di utilizzo di modi più flessibili nella determinazione della frazione di biomassa. Con riguardo all'efficienza dei costi, tali metodi di stima, cui ricorrere negli approcci basati sui calcoli, possono essere adottati in correlazione ai CEMS.

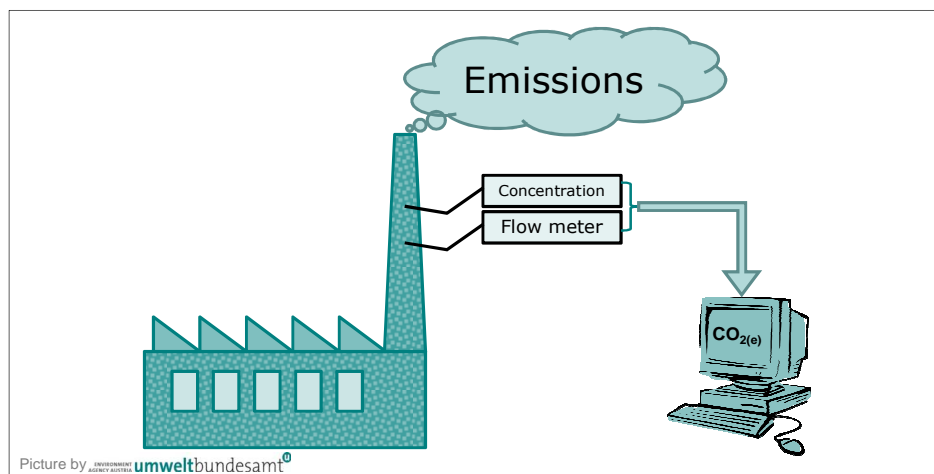


Figura 6: Descrizione schematica di un sistema di misurazione in continuo delle emissioni (CEMS)

L'applicazione dei CEMS (sistemi di misura in continuo delle emissioni³⁷) richiede sempre due elementi:

- misura della concentrazione di gas³⁸ e
- il flusso volumetrico del flusso di gas dove ha luogo la misurazione.

Ai sensi dell'articolo 43 dell'MRR, le emissioni devono essere in primis determinate su base oraria³⁹, moltiplicando la concentrazione media oraria di gas per il tasso di flusso medio orario. In seguito, tutti i valori orari dell'anno di esercizio sono sommati per ottenere le emissioni totali di tale punto di emissione. Laddove siano monitorati diversi punti di emissione (per esempio i due camini separati di una centrale termoelettrica), l'aggregazione dei dati è eseguita su ogni fonte separatamente, prima di aggiungere le emissioni da tutte le fonti nel computo delle emissioni totali⁴⁰.

Ulteriori requisiti per l'utilizzo dei CEMS sono illustrati al capitolo 8 del presente documento.

³⁷ L'articolo 3, paragrafo 39, dell'MRR così dispone: «“misura in continuo delle emissioni”, serie di operazioni finalizzate a determinare il valore di una quantità mediante misure periodiche, ricorrendo alle misure nel camino o a procedure di estrazione posizionando lo strumento di misura in prossimità del camino; non sono comprese le metodologie basate su misure basate sulla raccolta di singoli campioni dal camino».

³⁸ Questa potrebbe necessitare di correzioni aggiuntive, come per il tenore di umidità.

³⁹ Ai sensi dell'articolo 44, paragrafo 1, i gestori useranno periodi più brevi di un'ora, laddove questo sia possibile senza costi aggiuntivi. Ciò tiene conto del fatto che molti sistemi di misura restituiscono automaticamente valori ogni mezz'ora, considerando altri requisiti rispetto a quelli dell'MRR. In tal caso, sono utilizzati i valori di mezz'ora.

⁴⁰ Il termine “totale” indica in questo caso il totale di tutte le emissioni determinate dai CEMS. Ciò non esclude che ulteriori emissioni, provenienti da altre parti dell'impianto, siano determinate tramite approcci basati sui calcoli.

4.3.4 Metodologia alternativa

Il regolamento M&R fornisce un ventaglio molto ampio di metodologie per il monitoraggio e per le definizioni dei livelli che, nel corso degli ultimi anni, si sono rivelate ragionevolmente applicabili in quasi tutti gli impianti nell'ambito dell'EU ETS. Ciononostante è stata ammessa la possibilità che possano sussistere circostanze speciali negli impianti, per i quali l'applicazione del sistema di livelli non sia tecnicamente realizzabile o comporti dei costi sproporzionatamente elevati per il gestore. Sebbene possano esistere altri metodi di monitoraggio ragionevolmente precisi, queste circostanze metterebbero il gestore in una condizione di non conformità rispetto all'MRR.

Per poter evitare questa indesiderata "pseudo-non-conformità", l'MRR (articolo 22) consente al gestore di applicare una metodologia al di fuori del sistema dei livelli (nota anche come "metodologia alternativa"), se:

- l'applicazione almeno del livello 1 nell'ambito della metodologia basata su calcoli per uno o più flussi di fonti di maggiore o minore entità non è tecnicamente realizzabile o comporta costi sproporzionatamente elevati e
- l'applicazione almeno del livello 1 nell'ambito di una metodologia fondata su misure per almeno una fonte di emissioni correlata ai medesimi flussi di fonti non è tecnicamente realizzabile o comporta costi sproporzionatamente elevati.

Si noti che questa sezione non è applicabile per i flussi di fonte *de minimis* (cfr. la sezione 4.4.3), perché le metodologie di stima al di fuori del sistema dei livelli sono comunque ammesse.

Laddove siano soddisfatte le suddette condizioni, il gestore può proporre nel piano di monitoraggio una metodologia alternativa, per la quale possa dimostrare che quest'ultima consente il rispetto del livello di incertezza generale per le emissioni dell'intero impianto.⁴¹ In altri termini, anziché rispettare i livelli di incertezza per i singoli flussi di fonte, va rispettata una soglia di incertezza comune per le emissioni dell'intero impianto. Tuttavia, questo approccio di monitoraggio caratteristico presenta lo svantaggio di non poter essere facilmente confrontato con altri approcci. Di conseguenza, il gestore deve:

- eseguire ogni anno una valutazione completa dell'incertezza⁴² per le emissioni dell'impianto e fornire una dimostrazione del fatto che venga rispettato il livello di incertezza richiesto;
- presentare i risultati insieme alla comunicazione annuale delle emissioni (compreso per la verifica), e
- fornire una giustificazione per il ricorso alla metodologia alternativa, dando prova dei costi sproporzionatamente elevati o della non realizzabilità tecnica nelle periodiche comunicazioni sui miglioramenti (cfr. la sezione 5.7), ai sensi dell'articolo 69. Se le condizioni non sono più rispettate, il gestore deve modificare il piano di monitoraggio e ricorrere, da quel momento in poi, ad un approccio basato sul sistema dei livelli.

⁴¹ L'incertezza totale è inferiore al 7,5% per gli impianti di categoria A, al 5,0% per gli impianti di categoria B ed al 2,5% per gli impianti di categoria C. Per la classificazione degli impianti si veda la sezione 4.4.

⁴² In questo contesto deve essere applicata la guida "ISO Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement" (JCGM 100:2008), accessibile al pubblico all'indirizzo: <http://www.bipm.org/en/publications/guides/gum.html>.



Nota: a causa del maggiore onere amministrativo richiesto per la metodologia alternativa, si consiglia ai gestori di valutare attentamente se un approccio basato sul sistema dei livelli sia ancora fattibile per tutti i flussi di fonte di maggiore o minore entità, o per le fonti di emissione. In particolare, i gestori dovrebbero cercare di utilizzare approcci di livello "standard" per il maggior numero possibile di flussi di fonte e di fonti di emissione, anche se in ultima istanza è richiesta una metodologia alternativa per una parte limitata delle emissioni dell'impianto.

4.3.5 Combinazioni di approcci

New!

Ad eccezione dei casi previsti dall'allegato IV, laddove questo richieda l'applicazione di specifiche metodologie per alcune attività, il regolamento M&R consente al gestore di combinare senza interruzioni i diversi approcci delineati precedentemente, a condizione che non si verifichino né lacune nei dati, né doppi conteggi. Qualora approcci differenti portassero al raggiungimento di livelli simili, il gestore può utilizzare altri criteri per la scelta della metodologia, come:

- quale metodologia fornisce risultati più affidabili, ovvero dove sono utilizzati gli strumenti di misura più solidi, dove sono necessarie meno osservazioni, ecc.?
- quale metodo ha il minore rischio intrinseco? (cfr. la sezione 5.5), ovvero quale metodologia è di più semplice controllo grazie ad una seconda fonte di dati, dove sussistono minori possibilità di commettere errori od omissioni?



- A titolo di esempio, il seguente impianto fittizio avrebbe la possibilità di utilizzare tutti gli approcci possibili simultaneamente. Esso comprende i seguenti elementi: una caldaia a carbone: si utilizza una metodologia basata su misure (si noti che se il dispositivo fosse monitorato con il ricorso all'approccio standard, le emissioni di combustione da carbone e le emissioni di processo associate all'utilizzo di calcare nella desolfurazione del gas di combustione dovrebbero essere monitorate separatamente);
- produzione di ferro e acciaio (forno elettrico ad arco):
 - gas naturale utilizzato per il riscaldamento - l'approccio più semplice è la metodologia standard,
 - produzione di acciaio: è utilizzato un bilancio di massa (in entrata: rottame, ghisa, componenti da lega; in uscita: prodotti, scorie);
- in aggiunta, l'installazione gestisce un impianto di riciclaggio (attività di produzione e di trasformazione di metallo non ferroso), dove il rottame proveniente da dispositivi elettronici viene bruciato in un forno rotativo. Tutto il rottame è trattato come un flusso di fonte (di maggiore entità). Data la grande eterogeneità di quel materiale, deve essere utilizzata una metodologia alternativa (il tenore di carbonio potrebbe, per esempio, essere stimato a partire da una combinazione di calore e bilancio di massa di questo forno).

4.4 Classificazione di impianti, fonti di emissione e flussi di fonte

La filosofia alla base del sistema MRV dell'EU ETS prevede che le emissioni principali debbano essere monitorate con la maggior attenzione possibile, mentre alle emissioni minori possano essere applicati metodi meno precisi. Con questo approccio, si tiene conto dell'efficacia dei costi e si evita un onere sproporzionatamente elevato dal punto di vista finanziario e amministrativo, laddove il beneficio conseguente ad una maggiore profusione di sforzi sarebbe solo marginale.



4.4.1 Categorie di impianti

Ai fini dell'identificazione del "livello di ambizione" richiesto del monitoraggio (i dettagli saranno forniti nella sezione 5.2), il gestore deve classificare l'impianto secondo le emissioni medie annuali (articolo 19, paragrafo 2).

- Categoria A: le emissioni medie annuali sono pari o inferiori a 50 000 tonnellate di CO_{2(e)}
- Categoria B: le emissioni medie annuali sono superiori a 50 000 tonnellate di CO_{2(e)} e pari o inferiori a 500 000 tonnellate di CO_{2(e)}
- Categoria C: le emissioni medie annuali sono superiori a 500 000 tonnellate di CO_{2(e)}

Le "emissioni medie annuali" indicano in questa sede le emissioni medie annuali *verificate* nel precedente periodo di scambio. Come per la comunicazione annuale, le emissioni provenienti dalla biomassa sono escluse (ossia, con "tasso zero"); tuttavia, al contrario della comunicazione annuale, il CO₂ trasferito fuori dall'impianto, se è presente, è quantificato come emesso, per poter fornire una migliore indicazione della grandezza dei quantitativi di gas ad effetto serra che avvengono nell'impianto.

Se le emissioni medie annuali verificate riferite al periodo di scambio immediatamente precedente al periodo di scambio attuale per l'impianto non sono disponibili o sono inadeguate, il gestore ricorre ad una stima prudenziale (articolo 19, paragrafo 4). Questo, in particolare, è il caso in cui i limiti dell'impianto cambiano per un ampliamento del campo di applicazione della direttiva EU ETS.

Esempio: per la terza fase EU ETS (che ha inizio nel 2013), il gestore determina la categoria dell'impianto come segue.

- Le emissioni medie annuali verificate nel periodo 2008-2012 (partendo dal presupposto di una media commutata per il 2012 dai dati del periodo 2008-2011, poiché i dati relativi al 2012 non sono disponibili al momento della presentazione del piano di monitoraggio per il 2013), con l'esclusione della biomassa, sono state 349 000 tonnellate di CO_{2(e)}. Non essendovi stato alcun trasferimento di CO₂, l'impianto risulta di categoria B.
- Nel 2015 l'impianto attiva un ulteriore impianto di cogenerazione, progettato per emettere circa 200 000 tonnellate di CO₂ all'anno. Quindi le emissioni non sono più accurate e il gestore deve effettuare una stima pruden-



ziale delle stesse. La nuova stima per le emissioni annuali è di 549 000 tonnellate di CO₂ all'anno, così l'impianto diventa di categoria C. Di conseguenza, il gestore deve rivedere il piano di monitoraggio (può essere richiesto un livello superiore) e presentare un piano di monitoraggio aggiornato all'autorità competente, affinché quest'ultima lo approvi (cfr. sezione 5.6).

- Nel 2017 l'impianto avvia un progetto pilota per la cattura di CO₂ e trasferisce in media 100 000 tonnellate di CO₂ ad un impianto per lo stoccaggio geologico di CO₂. Tuttavia, in questo caso la categoria dell'impianto non cambia in B, perché il trasferimento di CO₂ non deve essere preso in considerazione. Comunque, dato il significativo cambiamento del funzionamento dell'impianto, una revisione del piano di monitoraggio è chiaramente necessaria.

4.4.2 Impianti a basse emissioni

Gli impianti che in media emettono meno di 25 000 tonnellate di CO_{2(e)} all'anno possono essere classificati come "impianti a basse emissioni" ai sensi dell'articolo 47 dell'MRR. Per essi sono applicabili semplificazioni speciali del sistema MRV volte a ridurre i costi amministrativi (cfr. sezione 7.1).

Come per le altre categorie di impianti, le emissioni medie annuali devono essere determinate come le emissioni medie annuali *verificate* nel precedente periodo di scambio, con l'esclusione del CO₂ proveniente dalla biomassa e prima della sottrazione del CO₂ trasferito. Laddove tali emissioni medie non siano disponibili, o non siano più applicabili alla luce delle modifiche ai limiti dell'impianto o delle modifiche introdotte alle condizioni di esercizio dello stesso, occorre avvalersi di una stima prudenziale per quanto riguarda le emissioni previste nei prossimi cinque anni.

New!

Una situazione speciale emerge allora se le emissioni dell'impianto superano la soglia di 25 000 tonnellate di CO₂ all'anno. In tal caso, sembra necessario rivedere il piano di monitoraggio e presentarne uno nuovo all'autorità competente, per il quale le semplificazioni previste per i piccoli impianti non sono più applicabili. Comunque, la formulazione dell'articolo 47, paragrafo 8, suggerisce che il gestore sia autorizzato a continuare come impianto a basse emissioni, a condizione che possa dimostrare all'autorità competente che la soglia delle 25 000 tonnellate di CO₂ all'anno non sia stata superata nei cinque anni precedenti e che non sarà più superata (per esempio per le limitazioni nella capacità dell'impianto). In definitiva, un elevato valore di emissioni in un singolo anno su cinque può essere tollerabile, ma se la soglia viene superata nuovamente in uno dei cinque anni successivi, l'eccezione non sarà più applicata.



Esempio: una caldaia di riserva piuttosto vecchia e poco efficiente deve essere utilizzata solo un anno a causa del fermo prolungato per manutenzione del generatore principale. Le emissioni superano la soglia delle 25 000 tonnellate di CO₂/anno in quest'anno specifico, ma il gestore può facilmente dimostrare all'autorità competente che dopo questi lavori di manutenzione, ciò non avverrà più nei prossimi 5 anni.

4.4.3 Flussi di fonte

All'interno di un impianto la più grande attenzione è e dovrebbe essere prestata ai flussi di fonte più importanti. Per i flussi di fonte di minore entità sono applicabili requisiti di livello inferiore previsti dal regolamento M&R (cfr. sezione 5.2). Il gestore deve classificare tutti i flussi di fonte per i quali utilizzi degli approcci basati su calcoli. A tal fine, deve confrontare le emissioni del flusso di fonte con il "totale di tutte le voci monitorate". Questo trattamento sembra più complesso rispetto a quanto non sia stato nell'MRG 2007, dato che l'MRR consente libere combinazioni di metodologie di monitoraggio, mentre l'MRG 2007 presuppone che i flussi di fonte siano classificati solo quando sono applicate metodologie basate su calcoli.

È necessario compiere i passaggi riportati di seguito (considerando la possibilità estesa di combinare gli approcci, questa classificazione si distacca dall'approccio MRG).

New!

- Determinare il "totale di tutte le voci monitorate", aggiungendo:
 - le emissioni ($\text{CO}_{2(e)}$) di tutti i flussi di fonte per i quali venga utilizzata la metodologia standard (cfr. sezione 4.3.1);
 - i *valori assoluti* di tutti i flussi CO_2 in un bilancio di massa (ovvero, i flussi in uscita sono anch'essi conteggiati come positivi! Cfr. sezione 4.3.2);
 - tutto il CO_2 e il $\text{CO}_{2(e)}$ sono determinati utilizzando una metodologia basata su misure (cfr. sezione 4.3.3);
 - solo il CO_2 proveniente da fonti fossili è preso in considerazione per questo calcolo. Il CO_2 trasferito non è sottratto dal totale.
- In seguito il gestore dovrebbe elencare tutti i flussi di fonte (compresi quelli che fanno parte del bilancio di massa, espressi in numeri assoluti), classificati in ordine decrescente.
- Il gestore può quindi selezionare i flussi di fonte che vuole classificare come flussi di fonte di minore entità oppure *de minimis*, per poter applicare loro dei requisiti ridotti. A tal fine, le soglie indicate sotto devono essere rispettate.

Il gestore può selezionare dei **flussi di fonte di minore entità**: flussi di fonte che, *collettivamente*, corrispondono a meno di 5 000 tonnellate di CO_2 fossile all'anno oppure a meno del 10% del "totale di tutte le voci monitorate", fino a un contributo totale massimo di 100 000 tonnellate di CO_2 fossile all'anno, a prescindere dal più elevato in termini di valore assoluto.

Detto gestore può selezionare dei **flussi di fonte *de minimis***: flussi di fonte che, *collettivamente*, corrispondono a meno di 1 000 tonnellate di CO_2 fossile all'anno oppure a meno del 2% del "totale di tutte le voci monitorate", fino a un contributo totale massimo di 20 000 tonnellate di CO_2 fossile all'anno, a prescindere dal più elevato in termini di valore assoluto. Si noti che i flussi di fonte *de minimis* non fanno più parte dei flussi di fonte di minore entità.

New!

Tutti gli altri flussi di fonte sono classificati come **flussi di fonte di maggiore entità**.

Nota: l'MRR non specifica un chiaro intervallo temporale di riferimento per queste classificazioni, come il "precedente periodo di scambio" nel caso della clas-

sificazione dell'impianto. Tuttavia, l'articolo 14, paragrafo 1, prevede che il gestore controlli *se il piano di monitoraggio riflette la natura ed il funzionamento dell'impianto* e se la metodologia di monitoraggio possa essere migliorata.



Questo controllo dovrebbe essere eseguito *almeno* una volta all'anno (per esempio quando la comunicazione annuale delle emissioni è stata compilata, perché è in quel momento che risulta evidente se i flussi di fonte hanno superato le soglie pertinenti). La migliore prassi consiste nell'avere una procedura che colleghi un controllo di questo tipo al risultato regolare delle attività di controllo, come i controlli mensili orizzontali e verticali (cfr. sezione 5.5). Inoltre, il controllo dovrebbe essere automaticamente attivato in seguito ad una qualsiasi modifica della capacità o delle operazioni dell'impianto.



Esempio: i flussi di fonte dell'impianto fittizio descritti nella sezione 4.3.5 sono classificati utilizzando l'approccio sopra delineato. Il risultato è mostrato nella Tabella 3.

Tabella 3: Classificazione di flussi di fonte di un impianto fittizio

Flusso di fonte / fonte di emissione	CO ₂ equivalente	valore assoluto	% del totale	categoria di flusso di fonte ammessa
CEMS (caldaia)	400 000	400 000	71,6%	(non un flusso di fonte, ma una fonte di emissione)
Gas naturale	100 000	100 000	17,9%	di maggiore entità
Emissioni dal riciclaggio (metodo alternativo)	50 000	50 000	8,9%	di minore entità
Ghisa	5 000	5 000	0,9%	<i>De minimis</i>
Elementi da lega	2 000	2 000	0,4%	<i>De minimis</i>
Rottame di ferro	1 000	1 000	0,2%	<i>De minimis</i>
Prodotti in acciaio ⁴³	-1 000	1 000	0,2%	<i>De minimis</i>

4.4.4 Fonti di emissione

New!

Ai sensi dell'articolo 41, va fatto un distinguo tra le fonti di emissione monitorate dai CEMS di diverse grandezze. Requisiti di livelli ridotto si applicano alle fonti di emissione che *individualmente* contribuiscono fino a 5 000 tonnellate di CO_{2(e)} all'anno oppure fino al 10% del totale di emissioni (fossili) dell'impianto, a prescindere da quale sia il valore più elevato.

⁴³ Questo è un flusso di prodotto, il che significa che contribuisce al bilancio di massa come flusso in uscita. Pertanto, il CO₂ equivalente è un numero negativo.

4.5 Il sistema a livelli

Come indicato in precedenza, il sistema EU ETS per il monitoraggio e la comunicazione fornisce un sistema di elementi costitutivi di metodologie di monitoraggio. Ogni parametro necessario per la determinazione delle emissioni può essere stabilito attraverso diversi “livelli di qualità dei dati”. Tali “livelli di qualità dei dati” sono chiamati “livelli”⁴⁴. Il concetto di elementi costitutivi è illustrato alla Figura 7, dove vengono indicati i livelli che possono essere selezionati per la determinazione delle emissioni di un combustibile secondo le metodologie basate su calcoli. Le descrizioni dei diversi livelli (ovvero, i requisiti per il rispetto di tali livelli) sono illustrate in modo più dettagliato al capitolo 6.

In linea generale, è possibile affermare che i livelli con valori inferiori rappresentano metodi con requisiti inferiori, e sono meno accurati rispetto ai livelli superiori. I livelli dello stesso numero (per esempio livello 2a e 2b) sono considerati equivalenti.

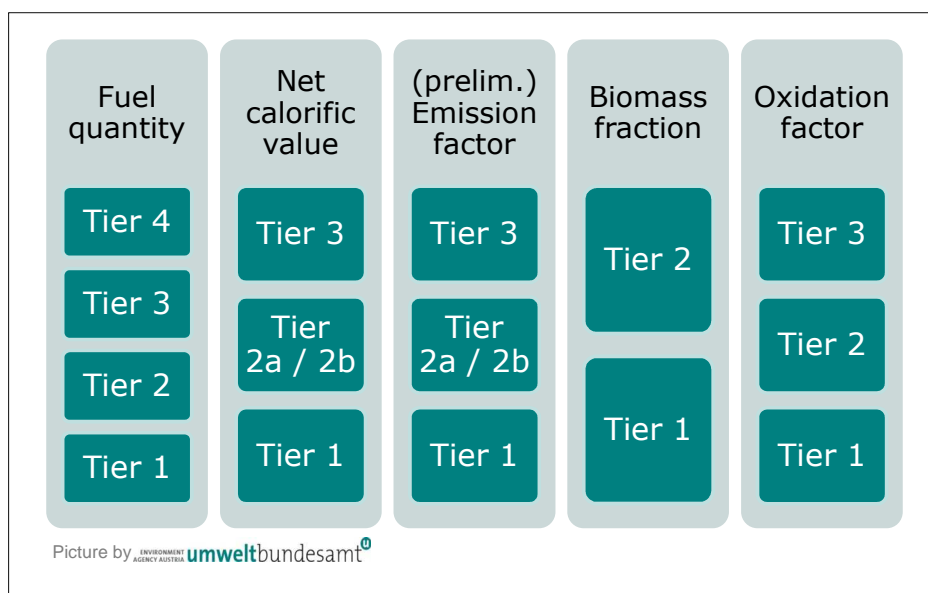


Figura 7: Illustrazione del sistema a livelli per gli approcci basati su calcoli (emissioni di combustione).

Generalmente i livelli superiori sono più difficili e costosi da rispettare di quelli inferiori (per esempio, a causa delle misure più costose applicate). Pertanto, i livelli inferiori sono normalmente richiesti per quantità minori di emissioni, ossia per flussi di fonte di minore entità e *de minimis* (cfr. sezione 4.4.3) e per impianti più piccoli (per la classificazione cfr. sezione 4.4.1). Un approccio efficace in termini di costi è quindi assicurato.

Nella sezione 5.2 sarà discusso in modo dettagliato il livello da selezionare da parte di un gestore sulla base dei requisiti dell'MRR.

⁴⁴ L'articolo 3, paragrafo 8, dell'MRR definisce: "livello", uno specifico requisito utilizzato per determinare i dati relativi all'attività, i fattori di calcolo, l'emissione annua e l'emissione oraria media annua, oltre che il carico utile.

4.6 Motivi per la concessione di una deroga

Simplified!

L'“efficacia dei costi” è un concetto importante per l'MRR. Generalmente il gestore può ottenere il permesso dall'autorità competente di una deroga rispetto allo specifico requisito dell'MRR (come, in particolare, il livello richiesto), qualora la totale applicazione del requisito comportasse **costi sproporzionatamente elevati**. Pertanto occorre fornire una chiara definizione di “costi sproporzionatamente elevati”. Detta definizione è tracciata nell'articolo 18 del regolamento M&R. Come indicato nella sottostante sezione 4.6.1, essa si basa su un'analisi costi/benefici per il requisito considerato.

Deroghe simili possono essere applicate se una misura è **tecnicamente non fattibile**. La fattibilità tecnica non è una questione di costi/benefici, ma indica piuttosto la capacità del gestore di rispettare pienamente un certo requisito. L'articolo 17 dell'MRR prevede che un gestore fornisca una giustificazione quando dichiara che qualcosa non è tecnicamente fattibile. Tale giustificazione deve dimostrare che il gestore non dispone delle risorse disponibili per rispettare il requisito specifico entro i termini previsti.

4.6.1 Costi sproporzionatamente elevati

New!

Al momento di valutare se i costi per una misura specifica siano ragionevoli, detti costi devono essere confrontati con il beneficio che tale misura comporterebbe. I costi sono considerati sproporzionatamente elevati quando sono superiori al beneficio (articolo 18). La descrizione dettagliata dell'analisi costi/benefici costituisce un elemento nuovo dell'MRR.

Costi: spetta al gestore fornire una stima ragionevole dei costi previsti. Bisognerebbe tener conto solo dei costi aggiuntivi a quelli applicabili per lo scenario alternativo. L'MRR prevede inoltre che i costi per le apparecchiature siano valutati considerando un periodo di ammortamento adeguato alla durata della vita economica utile delle apparecchiature. Nell'ambito della valutazione occorre quindi utilizzare i costi annuali durante detta vita utile piuttosto che i costi totali delle apparecchiature.



Esempio: si scopre che un vecchio strumento di misura non funziona più in modo adeguato e deve essere sostituito da un nuovo strumento. Il vecchio strumento ha consentito il raggiungimento di un'incertezza del 3%, che corrisponde a un livello 2 ($\pm 5\%$) per i dati di attività (per le definizioni dei livelli cfr. sezione 6.1.1). Poiché il gestore dovrebbe comunque applicare un livello superiore, egli valuta se uno strumento migliore comporterebbe costi sproporzionatamente elevati. Lo strumento A costa 40 000 EUR e determina un'incertezza del 2,8% (ancora livello 2); lo strumento B costa 70 000 EUR ma garantisce un'incertezza pari al 2,1% (livello 3, $\pm 2,5\%$). Considerando le difficili condizioni ambientali dell'impianto, un periodo di ammortamento di 5 anni è ritenuto adeguato.

I costi da prendere in considerazione per una valutazione di costi sproporzionalmente elevati sono 30 000 EUR (ossia la differenza tra i due apparecchi), divisi per i 5 anni, quindi 6 000 EUR. Non dovrebbe essere preso in considerazione l'orario di lavoro, poiché si presume che lo stesso carico di lavoro sia necessario indipendentemente dal tipo di strumento da installare. Anche gli stessi costi di manutenzione possono essere assunti per approssimazione.

Beneficio: essendo difficile esprimere in valore finanziario il beneficio di una misurazione più precisa, ad esempio, occorre elaborare un'ipotesi, sulla base dell'MRR. Il beneficio deve essere considerato proporzionato al numero di quote nell'ordine di grandezza dell'incertezza ridotta. Per potere effettuare una stima indipendente dalle fluttuazioni di prezzo giornaliero, l'MRR richiede l'applicazione di un prezzo costante per quota pari a 20 EUR. Per la determinazione del beneficio presunto, questo prezzo della quota deve essere moltiplicato per un "fattore di miglioramento", che rappresenta il miglioramento di incertezza moltiplicato per le emissioni medie annuali, causate dal rispettivo flusso di fonte⁴⁵ nel corso degli ultimi tre anni⁴⁶. Il miglioramento dell'incertezza è la differenza tra l'incertezza attualmente raggiunta⁴⁷ e la soglia di incertezza del livello che sarebbe raggiunto dopo il miglioramento.

Laddove non si ottenga un miglioramento diretto dell'accuratezza dei dati di emissione attraverso un intervento specifico, il fattore di miglioramento è sempre dell'1%. L'articolo 18, paragrafo 3, elenca alcuni miglioramenti, come il passaggio da valori standard alle analisi, l'aumento del numero di campioni analizzati, il miglioramento del flusso dei dati e del sistema di controllo, ecc.

Si noti la **soglia minima** introdotta dall'MRR: i costi di miglioramento accumulati al di sotto dei 2 000 EUR all'anno sono sempre ritenuti ragionevoli, senza la valutazione del beneficio. Per gli impianti a basse emissioni (cfr. sezione 4.4.2) questa soglia ammonta solo a 500 EUR.

Sintetizzando quanto descritto in precedenza mediante una formula, i costi sono ritenuti ragionevoli se:

$$C < P \cdot AEm \cdot (U_{curr} - U_{new\ tier}) \quad 9)$$

dove:

C indica i costi [EUR/anno]

P è il prezzo specifico della quota = 20 EUR / t CO_{2(e)}

AEm sono le emissioni medie provenienti dal flusso/dai flussi di fonte correlati [t CO_{2(e)}/anno]

U_{curr} indica l'incertezza attuale (non il livello) [%]

$U_{new\ tier}$. è la soglia di incertezza del nuovo livello che può essere raggiunto [%]

⁴⁵ Quando uno strumento di misura è impiegato per diversi flussi di fonte, come per una pesa, dovrebbe essere utilizzata la somma delle emissioni di tutti i flussi di fonte relativi.

⁴⁶ Si considerano solo le emissioni fossili. Il CO₂ trasferito non è sottratto. Quando le emissioni medie dei tre anni più recenti non sono disponibili o non sono applicabili alla luce di modifiche tecniche, occorre avvalersi di una stima prudenziale.

⁴⁷ Si noti che in tale contesto si intende l'incertezza "reale" e non la soglia di incertezza del livello.

New!



Esempio: per la sostituzione degli strumenti descritti in precedenza, il beneficio di “miglioramento” per lo strumento A è pari a zero, dal momento che si tratta di una semplice sostituzione che mantiene lo stesso livello. Non può essere “irragionevole”, poiché l’impianto non può operare senza avere almeno questo strumento.

Nel caso dello strumento B, il livello 3 (soglia di incertezza = 2,5%) può essere raggiunto. Quindi, il miglioramento dell’incertezza è $U_{\text{curr}} - U_{\text{new tier}} = 2,8\% - 2,5\% = 0,3\%$.

Le emissioni medie annuali sono $AEm = 120\,000 \text{ t CO}_2/\text{anno}$. Quindi, il beneficio ipotizzato è $0,003 \cdot 120\,000 \cdot 20 \text{ EUR} = 7\,200 \text{ EUR}$. Si tratta di un valore superiore ai costi presunti (cfr. sopra). Pertanto, non è “irragionevole” chiedere l’installazione dello strumento B.

Incertezza

Se qualcuno volesse porre la domanda fondamentale sulla qualità del sistema MRV di qualsiasi sistema di scambio di emissioni, probabilmente si esprimerebbe in questi termini: “Qual è la qualità dei dati?” o piuttosto “Possiamo fidarci delle misure che producono i dati di emissione?”. Nel determinare la qualità delle misure, gli standard internazionali fanno riferimento al valore dell’“incertezza”. Tale concetto richiede un approfondimento.

Esistono vari termini frequentemente utilizzati in modo analogo al termine “incertezza”. Tuttavia, non si tratta di semplici sinonimi, ma di vocaboli dotati di un proprio significato (cfr. anche l’illustrazione alla Figura 8).

- **Accuratezza:** indica il grado di concordanza tra il risultato di una misura ed il valore effettivo di una quantità. Se la misura è accurata, la media dei risultati della misura è vicina al valore “effettivo” (che potrebbe essere, per esempio, il valore nominale di un materiale standard certificato⁴⁸). Se una misurazione non è accurata, talvolta ciò può dipendere da un errore sistematico. Spesso è possibile superare tale problema tarando ed adeguando gli strumenti.
- **Precisione:** descrive l’accuratezza dei risultati delle misure della stessa quantità misurata alle stesse condizioni, ovvero quando la stessa cosa è misurata diverse volte. Spesso è quantificata come la deviazione standard dei valori attorno alla media. Essa riflette il fatto che tutte le misure includono un errore casuale, che può essere ridotto, ma non del tutto eliminato.
- **Incertezza⁴⁹:** questo termine caratterizza l’intervallo in cui ci si aspetta di trovare il valore effettivo con uno specifico livello di certezza. Si tratta del concetto generale che associa la precisione all’accuratezza presunta. Come illustrato nella Figura 8, le misure possono essere accurate ma imprecise o viceversa. La situazione ideale è precisa e accurata.

Se un laboratorio valuta ed ottimizza i propri metodi, solitamente ha interesse a distinguere accuratezza e precisione, dato che questo induce all’identificazione di errori e sbagli. Esso può indicare ragioni molto diverse per gli errori, come la necessità di manutenzione o di taratura degli strumenti, oppure una migliore formazione del personale. Tuttavia, l’utente finale del risultato della misurazione (nel caso dell’ETS, si tratta del gestore e dell’autorità competente) desidera semplicemente sapere l’ampiezza dell’intervallo (media misurata \pm incertezza) in cui è possibile trovare il valore effettivo.

Nell’EU ETS è dato solo un valore per le emissioni nella comunicazione annuale delle emissioni. È inserito solo un valore nella tabella verificata delle emissioni del registro. Il gestore non può restituire “ $N \pm x\%$ ” quote, ma soltanto il valore preciso N . È quindi chiaro che è nell’interesse di tutti quantificare e ridurre al massimo l’incertezza “ x ”. Ecco perché i piani di monitoraggio devono essere

⁴⁸ Anche un materiale standard, come per esempio una copia del prototipo di chilogrammo, dispone di un’incertezza dovuta al processo di produzione. Solitamente questa incertezza sarà ridotta rispetto alle incertezze successive nel corso del suo utilizzo.

⁴⁹ All’articolo 3, paragrafo 6, l’MRR statuisce quanto segue: «“incertezza”, parametro associato al risultato della determinazione di una quantità, che caratterizza la dispersione dei valori ragionevolmente attribuibili a quella particolare quantità, compresi gli effetti dei fattori sistematici e casuali, espresso in percentuale, e che descrive un intervallo di confidenza situato attorno a un valore medio comprendente il 95% dei valori desunti, tenuto conto di eventuali asimmetrie nella distribuzione dei valori;



approvati dall'autorità competente e perché i gestori debbano dimostrare conformità ai livelli specifici, che sono connessi alle incertezze ammissibili.

Maggiori dettagli sulla definizione dei livelli sono forniti al capitolo 6. La valutazione dell'incertezza, che deve essere integrata al piano di monitoraggio come documento giustificativo (articolo 12, paragrafo 1), è affrontata nella sezione 5.3. Per maggiori informazioni è fornita una linea guida specifica sulla valutazione dell'incertezza nell'EU ETS (cfr. sezione 2.3).

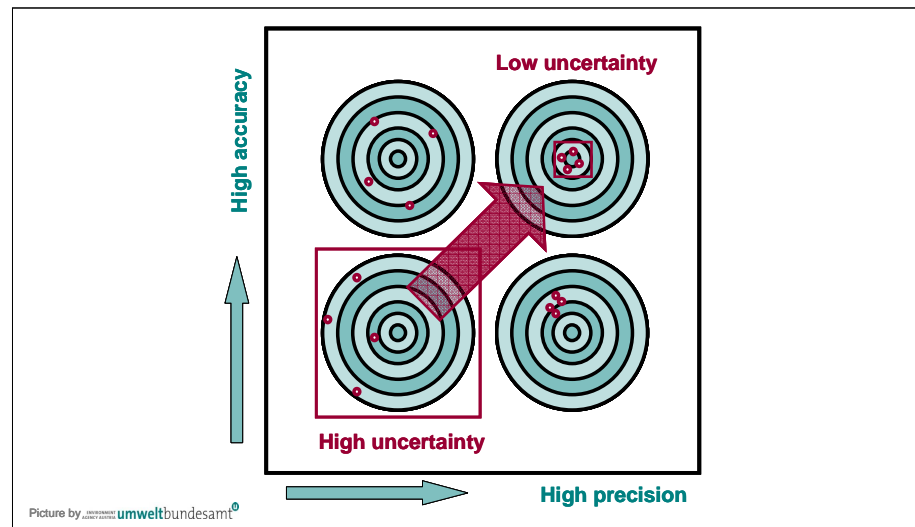


Figura 8: *Illustrazione dei concetti di accuratezza, precisione ed incertezza. Il centro del bersaglio rappresenta il valore effettivo ipotizzato, gli "spari" rappresentano i risultati della misurazione.*

5 IL PIANO DI MONITORAGGIO

Il presente capitolo descrive come un gestore può sviluppare un piano di monitoraggio da zero. Questo caso si riferirà solo a pochi impianti, ossia a quelli nuovi, compresi gli impianti che saranno inclusi nell'EU ETS a partire dal 2013 per la prima volta. Tuttavia, a causa della transizione dall'MRG 2007 al regolamento M&R, i gestori dovranno rivedere i piani di monitoraggio di *tutti* gli impianti, per potere individuare eventuali lacune o rilevanti possibilità di miglioramento. Questo capitolo, quindi, sarà utile anche per gli impianti esistenti. I casi in cui sono state introdotte dall'MRR modifiche significative rispetto all'MRG 2007 sono evidenziati nel testo in modo specifico con le classiche icone.

5.1 Sviluppo di un piano di monitoraggio

Al momento di sviluppare un piano di monitoraggio, i gestori dovrebbero seguire alcuni principi guida:

- conoscendo nel dettaglio la situazione del proprio impianto, il gestore dovrebbe rendere la metodologia di monitoraggio il più semplice possibile. Tale obiettivo è raggiunto cercando di utilizzare le fonti di dati più affidabili, ricorrendo a solidi strumenti di misura, brevi flussi di dati ed efficaci procedure di controllo;
- i gestori dovrebbero immaginare la loro comunicazione annuale delle emissioni partendo dalla prospettiva del verificatore. Cosa chiederebbe un verificatore sui dati che sono stati compilati? Come può essere reso trasparente il flusso di dati? Quali controlli prevengono errori, travisamenti e omissioni?;
- poiché solitamente gli impianti subiscono modifiche tecniche nel corso degli anni, i piani di monitoraggio devono essere considerati, entro certi limiti, come documenti attuali. Per poter minimizzare l'onere amministrativo, i gestori dovrebbero prestare attenzione agli elementi da riportare nel piano di monitoraggio stesso e quali inserire nelle procedure scritte che integrano il piano di monitoraggio.

Si noti che per gli impianti a basse emissioni e alcuni altri impianti “semplici” questo capitolo è rilevante solo in parte. Pertanto, si consiglia di consultare prima il capitolo 7 del presente documento.



Il seguente step-by-step approccio potrebbe rivelarsi utile.

1. Definizione dei limiti dell'impianto. I gestori di impianti esistenti dovrebbero essere sempre consapevoli del fatto che il campo di applicazione della direttiva EU ETS, (allegato I), è stato aggiornato durante la revisione dell'EU ETS⁵⁰. I limiti, quindi, dovrebbero essere rivalutati prima dell'inizio del nuovo periodo ETS nel 2013.
2. Determinazione della categoria dell'impianto (cfr. sezione 4.4.1) sulla base di una stima delle emissioni annuali GHG dell'impianto. Quando i limiti di un impianto esistente restano invariati è possibile utilizzare le emissioni medie



⁵⁰ Si veda il documento di orientamento della Commissione sull'interpretazione del nuovo allegato I: http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/docs/guidance_interpretation_en.pdf

annuali verificate degli anni precedenti. In altri casi è necessaria una stima prudenziale.

3. Elenco di tutte le fonti di emissione e di tutti i flussi di fonte (per le definizioni cfr. sezione 4.2) per poter decidere se adottare un approccio basato sui calcoli o sulle misure. Classificazione dei flussi di fonte di maggiore o minore entità e *de minimis*, a seconda dei casi.

New!

4. Individuazione dei requisiti di livello sulla base della categoria di impianto (cfr. sezione 5.2). Si noti che il sistema dei livelli richiesti è stato significativamente modificato dall'MRG 2007 all'MRR.

5. Elenco e valutazione delle potenziali fonti di dati

New!

- a. Per i dati relativi all'attività (in merito ai requisiti dettagliati cfr. sezione 6.1. Si noti che gli articoli dal 27 al 29 apportano modifiche significative rispetto all'MRG, quando si tratta di valutare se l'incertezza è rispettata, come richiesto per il rispetto dei livelli specifici).

- i. Come può essere determinata la quantità di combustibile o materiale?

- Sono presenti strumenti di misurazione in continuo, come i misuratori di flusso, i nastri per la pesatura, ecc., che producono risultati diretti per il quantitativo di materiale che entra ed esce dal processo nel corso del tempo?
- Oppure la quantità di combustibile o materiale deve basarsi sui lotti acquistati? In questo caso, come può essere determinata il quantitativo delle scorte o il livello dei serbatoi alla fine dell'anno?

- ii. Gli strumenti di misura sono di proprietà/controllati dal gestore?

- In caso affermativo: qual è il loro livello di incertezza? Sono difficili da tarare? Sono soggetti a un controllo metrologico previsto dalla legislazione⁵¹?
- In caso negativo: possono essere utilizzati strumenti di misura che sono sotto il controllo del fornitore di combustibile? (Spesso questo è il caso dei misuratori di gas e di molti altri apparecchi relativamente ai quali le quantità sono determinate sulla base delle fatture.)



- iii. Stima dell'incertezza associata a tali strumenti e determinazione del livello raggiungibile associato. Nota: per la valutazione dell'incertezza, sono applicabili diverse semplificazioni, in particolare se lo strumento di misura è soggetto ad un controllo metrologico previsto dalla legislazione nazionale. Per i dettagli si veda la linea guida n. 4 (cfr. sezione 2.3).

- b. I fattori di calcolo (potere calorifico netto, fattore di emissione o tenore di carbonio, fattore di ossidazione o di conversione, frazione di biomas-

⁵¹ Alcuni strumenti di misura utilizzati per transazioni commerciali sono oggetto di controllo metrologico previsto dalla legislazione nazionale. I requisiti speciali (approcci semplificati) sono applicabili a tali strumenti ai sensi dell'MRR. Per i dettagli si veda il documento d'orientamento n. 4 (sezione 2.3).

sa), dipendono dai livelli richiesti (determinati sulla base della categoria dell'impianto e della categoria del flusso di fonte).

- i. I valori standard sono applicabili? In caso affermativo, sono disponibili (Allegato VI dell'MRR, pubblicazioni dell'autorità competente, valori dell'inventario nazionale)?
 - ii. Se occorre applicare i livelli più elevati o se nessun valore standard è applicabile, devono essere condotte analisi chimiche volte a determinare i fattori di calcolo mancanti. In questo caso il gestore è tenuto a:
 - prendere una decisione sul laboratorio da utilizzare. Se nessun laboratorio accreditato⁵² è disponibile bisogna dimostrare l'equivalenza all'accreditamento (cfr. sezione 6.2.2);
 - selezionare il metodo analitico adeguato (e lo standard applicabile);
 - elaborare un piano di campionamento (cfr. linea guida n. 5 e sezione 2.3).
6. È possibile raggiungere tutti i livelli richiesti? In caso negativo, può essere raggiunto un livello inferiore, se previsto conformemente alla fattibilità tecnica e ai costi non sproporzionatamente elevati (cfr. sezione 4.6)?
 7. Saranno utilizzati approcci basati sulle misure (CEMS, si vedano le sezioni 4.3.3 e 8)⁵³? Possono essere rispettati i livelli e gli altri requisiti? (Si noti che i requisiti per l'utilizzo dei CEMS sono stati significativamente modificati rispetto all'MRG 2007.)
 8. In caso di risposta negativa ai punti 6 e 7: esiste un modo per utilizzare una metodologia alternativa (cfr. sezione 4.3.4)? In questo caso si richiede una valutazione completa dell'incertezza per l'impianto.
 9. In seguito il gestore dovrebbe definire tutti i flussi di dati (chi prende determinati dati e da dove, cosa fa con i dati, a chi trasmette i risultati, ecc.) provenienti dagli strumenti di misura o dalle fatture alla comunicazione annuale finale. La progettazione di un diagramma di flusso sarà utile. Maggiori dettagli sulle attività di flusso di dati sono contenuti nella sezione 5.5.
 10. Con questa panoramica delle fonti di dati e dei flussi di dati, il gestore può eseguire un'analisi dei rischi (cfr. sezione 5.5). In questo modo determinerà dove, all'interno del sistema, è più probabile riscontrare errori.
 11. Attraverso l'analisi dei rischi, il gestore dovrebbe:
 - a. decidere, se del caso, se risultano più adatti i CEMS oppure gli approcci basati sui calcoli;
 - b. valutare quali strumenti di misura e quali fonti di dati utilizzare per i dati relativi all'attività (cfr. il precedente punto 5.a). In caso di molteplici pos-

New!

⁵² L'espressione "laboratorio accreditato" è utilizzata in questo contesto come forma abbreviata di "laboratorio accreditato ai sensi di EN ISO/IEC 17025 per il metodo analitico richiesto".

⁵³ I CEMS devono essere utilizzati per le emissioni di N₂O e possono essere impiegati per le emissioni di CO₂. Se i requisiti per i metodi basati sui calcoli per il CO₂ non possono essere rispettati, i CEMS dovrebbero essere considerati come una valida alternativa.

- sibilità, dovrebbero essere utilizzati gli strumenti e le fonti con l'incertezza e il rischio più bassi;
- c. in tutti gli altri casi in cui occorra adottare delle decisioni⁵⁴, decidere sulla base del rischio associato inferiore; e
 - d. definire attività di controllo per la mitigazione dei rischi individuati (cfr. sezione 5.5).
12. Può essere necessario ripetere alcuni passaggi da 5 a 11, prima di stilare in definitiva il piano di monitoraggio e le procedure correlate. In particolare, l'analisi dei rischi sarà aggiornata dopo aver definito le attività di controllo.
13. In quel momento il gestore stilerà il piano di monitoraggio (utilizzando i modelli forniti dalla Commissione, un modello equivalente da parte di uno Stato membro oppure un sistema IT *ad hoc* fornito da uno Stato membro) e i documenti giustificativi richiesti (articolo 12, paragrafo 1). Pertanto:
- a. occorre dimostrare che tutti i livelli indicati nel piano di monitoraggio sono rispettati (questo richiede una valutazione dell'incertezza, che può essere molto semplice nella maggior parte dei casi; cfr. sezione 5.3);
 - b. il risultato dell'analisi finale dei rischi (cfr. sezione 5.5), che dimostra che il sistema di controllo definito sta mitigando in modo adeguato i rischi individuati;
 - c. potrebbe essere necessario allegare ulteriori documenti (come la descrizione e il diagramma dell'impianto);
 - d. le procedure scritte, cui fa riferimento il piano di monitoraggio, devono essere sviluppate ma non allegate al piano di monitoraggio, nel momento in cui detto piano è presentato all'autorità competente (cfr. sezione 5.4 sulle procedure).

Il gestore dovrebbe assicurarsi che tutte le versioni del piano di monitoraggio, i documenti relativi e le procedure siano chiaramente identificabili e che le versioni più recenti siano sempre utilizzate da tutto il personale coinvolto. È consigliabile fin dal principio un buon sistema di gestione dei documenti.

5.2 Selezione del livello corretto

New!

Rispetto all'MRG 2007, il sistema di definizione dei livelli minimi richiesti è stato modificato significativamente. Questo nuovo sistema è sancito all'articolo 26 per gli approcci basati su calcoli (ossia per la metodologia standard e i bilanci di massa). **La norma principale è che il gestore dovrebbe applicare il livello più elevato definito per ciascun parametro**⁵⁵. Per i flussi di fonte di maggiore entità all'interno degli impianti di categoria B e C, questo è obbligatorio. Per altri flussi di fonte e impianti più piccoli, il seguente insieme di norme stabilisce le **eccezioni alla regola**:

⁵⁴ Per esempio laddove diversi dipartimenti potrebbero gestire i dati, si scelga il più adatto con il minor numero di possibilità di errore.

⁵⁵ In effetti, questa regola non è nuova, ma esiste già almeno dall'MRG 2004. Tuttavia, la norma è stata resa meno rigida su base temporanea per le prime due fasi.

1. al posto dei livelli più elevati definiti, per requisito gli impianti di categoria A devono applicare almeno i livelli specificati nell'allegato V dell'MRR per i flussi di fonte di maggiore entità;
2. a prescindere dalla categoria d'impianto, gli stessi livelli dell'allegato V sono applicabili per i combustibili commerciali standard⁵⁶ rispetto ai fattori di calcolo;
3. quando il gestore dimostra, in maniera giudicata sufficiente dall' autorità competente, che l'applicazione dei livelli richiesti dai punti precedenti comporta dei costi sproporzionatamente elevati (cfr. sezione 4.6) o non risulta tecnicamente realizzabile (cfr. sezione 4.6), il gestore può applicare
 - un livello inferiore nel caso di impianti di categoria C
 - uno o due livelli inferiori nel caso di impianti di categoria B e A.

Il livello 1 è sempre il livello più basso possibile;

4. quando l'applicazione dei livelli richiesti dal punto precedente risulta ancora tecnicamente non realizzabile, oppure comporta costi sproporzionatamente elevati, l'autorità competente può autorizzare il gestore ad applicare un livello ancora inferiore (mantenendo perlomeno il livello 1) per un periodo di transizione fino a un massimo di tre anni, purché il gestore fornisca un piano adeguato per il miglioramento necessario in questo periodo.

Quanto affermato in precedenza può essere applicato ai flussi di fonte di maggiore entità. Per i **flussi di fonte di minore entità**, i livelli inferiori sono generalmente autorizzati. L'MRR quindi afferma che il gestore applica il livello più elevato, che sia tecnicamente realizzabile e che non comporti costi sproporzionatamente elevati, assicurando almeno il livello 1. Questo significa che il gestore dovrebbe innanzitutto verificare quale livello sia effettivamente applicabile o possa essere facilmente applicato. Questo livello è poi sancito nel piano di monitoraggio⁵⁷.

I gestori sono tenuti ad applicare livelli pari o superiori a 1 anche per i **flussi di fonte de minimis**, laddove ciò sia possibile "senza compiere sforzi aggiuntivi" (ossia senza costi elevati). Tuttavia, possono esservi casi in cui persino un livello 1 comporterà costi significativi o addirittura sproporzionatamente elevati. Per questi casi, l'MRR consente al gestore di applicare un metodo di stima prudenziale⁵⁸ (questo è un "metodo al di fuori del sistema dei livelli"). Il gestore dovrebbe descrivere questo metodo nel piano di monitoraggio.

Norme speciali sono applicabili ai **fattori di calcolo** in alcuni casi.

⁵⁶ L'articolo 3, paragrafo 31, così recita: «"combustibile commerciale standard", i combustibili reperibili in commercio standardizzati a livello internazionale che presentano un intervallo di confidenza al 95% non superiore all'1% del rispettivo potere calorifico specificato, compresi il gasolio, l'olio combustibile leggero, la benzina, l'olio lampante, il kerosene, l'etano, il propano, il butano, il kerosene per aeromobili (jet A1 o jet A), la benzina per aeromobili (jet B) e la benzina avio (AvGas)».

I combustibili commerciali standard sono ritenuti facili da monitorare. Pertanto, l'articolo 31, paragrafo 4, consente lo stesso trattamento anche per altri combustibili che presentano una simile composizione costante. "Su richiesta del gestore, l'autorità competente può concedere l'autorizzazione affinché il potere calorifico netto e i fattori di emissione dei combustibili siano determinati usando i medesimi livelli richiesti per i combustibili commerciali standard, purché il gestore dimostri, perlomeno ogni tre anni, che l'intervallo pari all'1% per il potere calorifico specificato è stato raggiunto negli ultimi tre anni".

⁵⁷ Occorre rilevare che il piano di monitoraggio deve sempre riflettere il livello effettivamente applicato, non quello minimo richiesto. Il principio generale è che i gestori dovrebbero cercare di migliorare i loro sistemi di monitoraggio per quanto possibile.

⁵⁸ Il termine "prudenziale" significa che il metodo non porterà a una sottostima delle emissioni.

- Per il fattore di ossidazione e i fattori di conversione, il gestore può applicare il livello 1 in tutte le tipologie di impianto (ossia fissare il fattore ad un valore pari al 100%)⁵⁹.
- Per alcune metodologie, il potere calorifico netto dei combustibili non è richiesto per il calcolo, ma deve essere indicato solo per ragioni di coerenza. Ai sensi dell'articolo 26, paragrafo 5, questo è il caso di:
 - combustibili per i quali l'autorità competente ha consentito l'utilizzo di fattori di emissione espressi come t CO₂ per tonnellata (oppure Nm³) invece di t CO₂/TJ;
 - combustibili impiegati come elementi in entrata al processo (se il fattore di emissione non è espresso per TJ);
 - combustibili che rientrano in un bilancio di massa come descritto nella sezione 4.3.2.

In questi casi il potere calorifico netto può essere determinato utilizzando un livello inferiore rispetto al maggiore, ossia un qualsiasi livello tra 1, 2a e 2b. Tuttavia, dovrebbe essere applicato il livello maggiore che non comporti sforzi aggiuntivi.

Il sistema completo dei requisiti di definizione dei livelli per gli approcci basati su calcoli è sintetizzato nella Tabella 4.

Nota: se neppure il livello 1 può essere raggiunto per i dati relativi all'attività o per un fattore di calcolo di un flusso di fonte di maggiore o minore entità, il gestore può prendere in considerazione l'applicazione di un approccio basato su misure (cfr. sezione 4.3.3). Quando questo non riesce a rispettare neanche il livello 1, è possibile considerare una "metodologia alternativa" (cfr. sezione 4.3.4).

⁵⁹ Questa è la "traduzione" del testo dell'articolo 26, paragrafo 4, dell'MRR, che richiede "i livelli minimi indicati nell'allegato II".

Tabella 4: Sintesi dei requisiti di livello per gli approcci di calcolo. Si noti che si tratta solo di una rapida panoramica. Per informazioni dettagliate consultare il testo integrale di questa sezione.

Flusso di fonte	Categoria A	Categoria B	Categoria C
di maggiore entità	Allegato V	Più elevato	Più elevato
Maggiore, ma tecnicamente non realizzabile o con costi sproporzionatamente elevati	fino a due livelli inferiori, mantenendo perlomeno il livello 1	fino a due livelli inferiori, mantenendo perlomeno il livello 1	un livello inferiore, mantenendo perlomeno il livello 1
Maggiore, ma non ancora tecnicamente realizzabile o con costi sproporzionatamente elevati; piano di miglioramento (massimo 3 anni di periodo di transizione)	Livello minimo 1	Livello minimo 1	Livello minimo 1
Di minore entità	livello più elevato tecnicamente realizzabile e senza costi sproporzionatamente elevati (livello minimo 1)		
<i>De minimis</i>	Stima prudenziale, a meno che un determinato livello sia raggiungibile senza sforzi aggiuntivi		

Per le metodologie basate sulle misure una gerarchia simile è stabilita dall'articolo 41: per le fonti di maggiore entità, ossia le fonti di emissione che rilasciano più di 5 000 tonnellate di CO₂ all'anno, o che contribuiscono a più del 10% delle emissioni annuali totali dell'impianto, occorre applicare il livello più elevato. Per le fonti più piccole, può essere applicato un livello inferiore rispetto al livello più elevato. Quando il gestore dimostra che esistono costi sproporzionatamente elevati (cfr. sezione 4.6.1) o che un tale livello non è tecnicamente realizzabile, può essere applicato un livello immediatamente inferiore (assicurando almeno il livello 1).

Ancora una volta, se neppure il livello 1 è possibile, il gestore potrebbe avere la necessità di utilizzare una metodologia alternativa.

Nota importante: il piano di monitoraggio deve sempre riflettere il livello effettivamente applicato, non quello minimo richiesto. Il principio generale è che i gestori dovrebbero cercare di migliorare i loro sistemi di monitoraggio per quanto possibile.



5.3 Valutazione dell'incertezza come documento giustificativo

5.3.1 Requisiti generali

Come mostrato nella sezione 6.1.1, i livelli per i dati relativi all'attività sono espressi utilizzando una specifica "incertezza massima ammissibile nel corso di un periodo di comunicazione". Al momento di presentare un piano di monitoraggio nuovo o aggiornato, il gestore deve dimostrare la conformità della sua metodologia di monitoraggio (in particolare gli strumenti di misura applicati) con tali livelli di incertezza. Ai sensi dell'articolo 12, paragrafo 1, questo avviene presentando una valutazione dell'incertezza come documento giustificativo insieme al piano di monitoraggio. [Si noti che gli impianti a basse emissioni (cfr. sezione 4.4.2) sono esenti da questo requisito].

Tale documento giustificativo dovrebbe contenere le seguenti informazioni:

- dimostrazione di conformità alle soglie di incertezza per dati relativi all'attività;
- dimostrazione di conformità al grado di incertezza richiesta per i fattori di calcolo, se pertinente⁶⁰;
- dimostrazione di conformità ai requisiti dell'incertezza richiesta per le metodologie basate sulle misure, se del caso;
- se una metodologia alternativa è applicata almeno per una parte dell'impianto, deve essere presentata una valutazione dell'incertezza per le emissioni totali dell'impianto.

È opportuno che il gestore progetti allo stesso tempo una procedura pragmatica per la ripetizione regolare di tale valutazione⁶¹.

Per i dati relativi all'attività, la valutazione comprenderà (articolo 28, paragrafo 2, per analogia anche a articolo 29):

- l'incertezza specifica degli strumenti di misura utilizzati,
- l'incertezza associata alla taratura, e
- ogni ulteriore incertezza connessa alle modalità di utilizzo concreto degli strumenti di misura;
- inoltre, se del caso, deve essere inclusa l'influenza dell'incertezza relativa alla determinazione delle scorte all'inizio/alla fine dell'anno. Ciò risulta pertinente se:
 - le quantità di combustibile o materiale sono determinate sulla base di misure dei lotti piuttosto che sulla misurazione in continuo, ossia per la maggior parte quando sono utilizzate le fatture;

⁶⁰ Questo è applicabile solo quando la frequenza di campionamento per le analisi è determinata sulla base della regola di 1/3 dell'incertezza dei dati relativi all'attività (articolo 35, paragrafo 2). Per maggiori informazioni si veda la sezione 6.2.2.

⁶¹ Tale procedura deve essere menzionata nel piano di monitoraggio ai sensi dell'allegato I, sezione 1, punto 1, lettera c), parte ii) ed è necessaria per la conformità all'articolo 28, paragrafo 1, e all'articolo 22, se del caso.

- le strutture di stoccaggio sono in grado di contenere almeno il 5% della quantità annuale utilizzata di combustibile o materiale considerati; e
- l'impianto non è a basse emissioni (cfr. sezione 4.4.2).

5.3.2 Semplificazioni

Come indicato precedentemente in questa sezione e nella sezione 0, l'incertezza comprende varie fonti di incertezza, in particolare gli errori causati da una mancanza di precisione (in linea di principio questa rappresenta l'incertezza dello strumento come specificata dal costruttore in fase d'uso in un ambiente adeguato e rispettando certe condizioni di installazione, come ad esempio la lunghezza della tubatura dritta prima e dopo un misuratore di flusso) e da una mancanza di accuratezza (per esempio a causa dell'invecchiamento o della corrosione dello strumento che può generare una deviazione). Quindi l'MRR richiede che con la valutazione dell'incertezza si prenda in considerazione anche l'incertezza dello strumento nonché l'influenza della taratura e tutti gli altri possibili parametri d'influenza. Tuttavia, nella pratica, tale valutazione dell'incertezza è molto impegnativa e supera le possibilità di risorse di molti gestori. Quindi l'MRR fornisce diverse semplificazioni pragmatiche.

Simplified!

5.3.2.1 Semplificazione basata sull'approccio ETSG

Per la seconda fase EU ETS la linea guida ETSG ha avanzato la proposta di un approccio semplificato, che ha consentito un'approssimazione dell'incertezza generale per i dati relativi all'attività di un flusso di fonte tramite l'incertezza nota per uno specifico tipo di strumento, a condizione che altre fonti di incertezza fossero sufficientemente mitigate. In particolare, si ritiene che questo caso si verifichi se lo strumento è installato secondo certe condizioni. La nota ETSG contiene un elenco di tipologie di strumenti e di condizioni di installazione che aiuta l'utente nell'applicazione di detto approccio.

Il regolamento M&R ha ripreso il principio di questo approccio e consente al gestore di utilizzare l'"errore massimo ammissibile (MPE, *Maximum Permissible Error*) in servizio"⁶² specifico per lo strumento come incertezza generale, a patto che gli strumenti di misura siano installati in un ambiente adeguato per le loro specifiche di utilizzo. Laddove manchino informazioni per l'errore massimo ammissibile in servizio o il gestore possa ottenere valori migliori rispetto ai valori standard, l'incertezza ottenuta tramite la taratura può essere utilizzata e moltiplicata per un fattore di adeguamento prudenziale per prendere in considerazione l'incertezza maggiore quando lo strumento è "in servizio".

La fonte di informazione per l'errore massimo ammissibile in servizio e le specifiche adeguate di utilizzo non è ulteriormente specificata dall'MRR, lasciando un certo margine di flessibilità. È possibile supporre che le specifiche del costruttore, le specifiche del controllo metrologico previsto dalla legislazione, nonché le linee guida della Commissione, rappresentino fonti adeguate.

⁶² L'errore massimo ammissibile in servizio è notevolmente superiore rispetto all'errore massimo ammissibile del nuovo strumento. L'errore massimo ammissibile in servizio è spesso espresso come un fattore per le volte dell'errore massimo ammissibile del nuovo strumento.

5.3.2.2 Basarsi sul controllo metrologico previsto dalla legislazione nazionale

La seconda semplificazione autorizzata dall'MRR ha un effetto ancora più semplificatore nella pratica: laddove il gestore dimostri, in modo giudicato sufficiente dall'autorità competente, che uno strumento di misura sia oggetto di un controllo metrologico previsto dalla legislazione nazionale, l'errore massimo ammissibile (in servizio) consentito dalla legislazione del controllo metrologico può essere preso come incertezza, senza fornire ulteriori dimostrazioni⁶³.

5.3.2.3 Impianti a basse emissioni



L'articolo 47, paragrafi 4 e 5, esonera completamente i gestori degli impianti a basse emissioni (cfr. sezione 4.4.2) dal fornire una valutazione dell'incertezza, laddove i dati relativi all'attività si basino sui registri di acquisto.

5.3.3 Ulteriori linee guida



La tematica della valutazione dell'incertezza e le questioni ad essa correlate, come i valori standard per gli errori massimi ammissibili e le condizioni di utilizzo di tipologie di strumenti cui si ricorre frequentemente, sono affrontate nella linea guida n. 4 (cfr. sezione 2.3).

5.4 Procedure e piano di monitoraggio

Il piano di monitoraggio dovrebbe garantire che il gestore effettui tutte le attività di monitoraggio in maniera coerente nel corso degli anni, come se seguisse un libro di ricette. Per evitare il rischio di incompletezza o modifiche arbitrarie da parte del gestore si richiede l'approvazione dell'autorità competente. Tuttavia, nelle attività di monitoraggio, sono sempre presenti elementi meno fondamentali o che possono variare frequentemente.

Il regolamento M&R fornisce uno strumento utile per queste situazioni: tali attività di monitoraggio possono essere inserite (o lo saranno addirittura) in "procedure scritte"⁶⁴, menzionate e descritte brevemente nel piano di monitoraggio ma non ritenute come parte integrante di esso. Tali procedure sono strettamente collegate al piano di monitoraggio, ma non rientrano in esso. Esse devono essere semplicemente descritte nel piano di monitoraggio con un livello di dettaglio tale da consentire all'autorità competente la possibilità di comprendere il contenuto della procedura e presupporre ragionevolmente che una piena documentazione della procedura sia mantenuta ed eseguita dal gestore. Il testo completo della procedura dovrebbe essere fornito all'autorità competente solo su richiesta. Il gestore metterà anche a disposizione le procedure ai fini di verifi-

⁶³ La filosofia sottostante a questo approccio è che il controllo è esercitato qui non dall'autorità competente responsabile dell'EU ETS, quanto piuttosto da un'altra autorità, responsabile delle questioni relative al controllo metrologico. Si evita così una doppia regolamentazione e l'amministrazione è ridotta.

⁶⁴ Articolo 11, paragrafo 1, secondo sottoparagrafo: "Il piano di monitoraggio è integrato da procedure scritte che il gestore o l'operatore aereo gestisce, documenta, applica e aggiorna per le attività descritte nel piano di monitoraggio, se del caso".

ca (articolo 12, paragrafo 2). Di conseguenza, il gestore detiene la piena responsabilità della procedura. Questo gli fornisce un certo margine di flessibilità nell'introdurre modifiche alla procedura laddove ciò risulti necessario, senza richiedere un aggiornamento del piano di monitoraggio, finché il contenuto della procedura rientra nei limiti della sua descrizione presente nel piano stesso.

L'MRR contiene vari elementi che, salvo indicazioni diverse, dovrebbero essere inseriti in procedure scritte, come:

- responsabilità di gestione e competenze del personale;
- flussi di dati e procedure di controllo (cfr. sezione 5.5);
- misure di garanzia della qualità;
- metodo di stima per la sostituzione dei dati laddove siano rilevate lacune dei dati;
- revisione regolare del piano di monitoraggio per la sua adeguatezza (compresa la valutazione dell'incertezza, se del caso);
- un piano di campionamento⁶⁵, se pertinente (cfr. sezione 6.2.2), e una procedura di revisione del piano di monitoraggio, se del caso;
- procedure per i metodi di analisi, se pertinente;
- procedura per la dimostrazione delle prove per l'equivalenza all'accreditamento di laboratori EN ISO/IEC 17025, se del caso;
- procedura per la valutazione dell'incertezza in caso di metodologie alternative applicate (cfr. sezione 4.3.4);
- procedure per l'utilizzo di metodologie basate sulle misure, comprese quelle per corroborare i calcoli e per sottrarre le emissioni di biomassa, se pertinente;
- solo se lo Stato membro lo richiede: una procedura volta a garantire che i requisiti dell'articolo 24, paragrafo 1, dei CIM siano rispettati.

Inoltre, l'MRR delinea come la procedura debba essere descritta nel piano di monitoraggio. Si noti che per gli impianti semplici anche le procedure saranno normalmente molto semplici e lineari. Quando la procedura è molto semplice può essere utile impiegare il testo della procedura immediatamente quale "descrizione" della procedura, come richiesto dal piano di monitoraggio.

Esempio di procedura

Un gestore può applicare diverse frazioni di rifiuti urbani o industriali come combustibile. Se ogni tipo di rifiuto dovesse essere considerato come flusso di fonte singolo, il gestore dovrebbe aggiornare il piano di monitoraggio ogni volta che è consegnato un nuovo rifiuto. All'autorità competente si richiederebbe di fornire un'approvazione del piano di monitoraggio ogni volta. Questa situazione, quindi, non può essere considerata pratica, in particolare se il metodo di monitoraggio è sempre lo stesso (per esempio se è utilizzato lo stesso bilancio e sono applicati gli stessi metodi di campionamento e di analisi).

Nota: questo esempio vale fatti salvi gli altri requisiti giuridici per quanto concerne la combustione di rifiuti, come i requisiti ai sensi della direttiva



⁶⁵ Contiene informazioni sui metodi adottati per la preparazione dei campioni, comprese informazioni sulle responsabilità, le ubicazioni, la frequenza e i quantitativi, oltre che sui metodi impiegati per lo stoccaggio e il trasporto dei campioni (articolo 33).

emissioni industriali (direttiva IED 2010/75/UE). Detto esempio presuppone che i diversi tipi di rifiuti menzionati non violino nessuna condizione di autorizzazione o altri requisiti giuridici. In questo contesto l'attenzione è volta puramente agli aspetti di monitoraggio EU ETS.

Soluzione per il monitoraggio: il gestore usa una procedura per verificare se i rifiuti consegnati rientrano nei limiti del flusso di fonte definito, prima dell'applicazione dell'approccio di monitoraggio definito nel piano di monitoraggio. La procedura può essere delineata come segue.

1. Il personale di turno al cancello d'entrata riceve istruzioni di comunicare ogni consegna di un materiale di rifiuti al gestore responsabile del turno (ETS, *Responsible Shift Manager*)⁶⁶.
2. Il gestore responsabile di turno verifica se i rifiuti consegnati rispettano gli standard di qualità definiti da <procedura x.y.1>. Tale procedura stabilisce che:
 - a. solo i rifiuti con determinati codici sono autorizzati dall'autorità competente,
 - b. solo determinati poteri calorifici netti, una certa umidità e una certa grandezza delle particelle possono essere utilizzati nell'impianto;
 - c. in caso di dubbio, il gestore responsabile di turno richiederà al laboratorio in loco di effettuare analisi adeguate.
3. Se i rifiuti non rispettano la <procedura x.y.1>, devono essere messi in stoccaggio finché non sono stati determinati i fattori di calcolo. In questo caso, tali rifiuti sono inseriti in un elenco di nuovi materiali, che saranno notificati all'autorità competente ogni anno durante la prima settimana di novembre.
4. In seguito, i rifiuti possono essere utilizzati nell'impianto. La massa riportata nella nota di consegna e i fattori di calcolo sono inseriti nel *log* di dati ETS, con un file chiamato "E:\Raw data\SourceStreamData.xls", sheet "WasteLog" da parte del gestore responsabile di turno.

<Fine della procedura>



La Tabella 5 e la Tabella 6 delineano gli elementi di informazione necessari da inserire nel piano di monitoraggio per ogni procedura (articolo 12, paragrafo 2), e forniscono esempi di procedure.

Tabella 5: Esempio relativo alla gestione del personale: Descrizioni di una procedura scritta come richiesto da piano di monitoraggio.

Elementi ai sensi dell'articolo 12, paragrafo 2	Contenuto possibile (esempi)
Titolo della procedura	Gestione del personale ETS
Riferimento rintracciabile e verificabile per l'identificazione della procedura	ETS 01-P

⁶⁶ Si noti che occorre utilizzare non il nome delle persone responsabili, bensì il nome del soggetto, al fine di evitare aggiornamenti necessari ogni qualvolta cambino le persone.

Elementi ai sensi dell'articolo 12, paragrafo 2	Contenuto possibile (esempi)
Soggetto o dipartimento responsabile dell'attuazione della procedura e soggetto o dipartimento responsabile della gestione dei dati relativi (se diversi)	Vice capounità sanità, sicurezza, ambiente e qualità
Breve descrizione della procedura ⁶⁷	<ul style="list-style-type: none"> • Il responsabile custodisce un elenco del personale coinvolto nella gestione dei dati ETS • Il responsabile tiene almeno una riunione all'anno con ogni persona coinvolta e almeno 4 riunioni con il personale principale come definito nell'allegato della procedura; scopo: individuazione delle esigenze di formazione • Il responsabile gestisce la formazione interna ed esterna a seconda delle esigenze rilevate
Ubicazione di registri e informazioni importanti	Copia cartacea: Ufficio per la salute, la sicurezza, l'ambiente e la qualità, ripiano 27/9, cartella identificata "ETS 01-P". Formato elettronico: "P:\ETS_MRV\manag\ETS_01-P.xls"
Nome del sistema informatico utilizzato, se del caso	N.D. (<i>Drive</i> di rete normali)
Elenco delle norme EN o di altre norme applicate, se pertinente	N.D.

Tabella 6: Esempio relativo al monitoraggio della qualità per la descrizione di una procedura scritta nel piano di monitoraggio. L'impianto dell'esempio sembra essere piuttosto complesso.

Elemento ai sensi dell'articolo 12, paragrafo 2	Contenuto possibile (esempi)
Titolo della procedura	Gestione della qualità (QM) per gli strumenti ETS
Riferimento rintracciabile e verificabile per l'identificazione della procedura	QM 27-ETS
Soggetto o dipartimento responsabile dell'attuazione della procedura e soggetto o dipartimento responsabile della gestione dei dati relativi (se diversi)	Ufficiale per l'ambiente / Unità operativa 2

⁶⁷ Si richiede che questa descrizione sia sufficientemente chiara per consentire al gestore, all'autorità competente e al verificatore di capire i parametri essenziali e le operazioni eseguite.

Elemento ai sensi dell'articolo 12, paragrafo 2	Contenuto possibile (esempi)
Breve descrizione della procedura	<ul style="list-style-type: none"> • Il responsabile conserva un calendario degli intervalli di taratura e manutenzione adeguati per tutti gli strumenti elencati nella tabella X.9 del piano di monitoraggio • Il responsabile controlla con cadenza settimanale le attività di monitoraggio della qualità previste secondo il calendario durante le 4 settimane successive. A seconda dei casi, egli riserva le risorse richieste per queste attività durante gli incontri settimanali con il gestore dell'impianto. • Il responsabile gestisce gli esperti esterni (istituti di taratura) se richiesto. • Il responsabile garantisce l'esecuzione dei compiti di gestione della qualità nelle date concordate. • Il responsabile conserva un registro delle suddette attività di gestione della qualità. • Il responsabile informa il gestore dell'impianto su un'azione correttiva richiesta. • L'azione correttiva è gestita ai sensi della procedura "Gestione della qualità 28-ETS".
Ubicazione di registri e informazioni importanti	<p>Copia cartacea: Ufficio HS3/27, ripiano 3, cartella identificata "QM 27-ETS -nnnn". (nnnn=anno)</p> <p>Formato elettronico: "Z:\ETS_MRV\QM\calibr_log.pst"</p>
Nome del sistema informatico utilizzato, se del caso	Calendario MS Outlook, impiegato anche per il salvataggio cronologico di documenti come allegati
Elenco delle norme EN o di altre norme, se pertinente	Nell'elenco degli strumenti (documento ETS-Instr-A1.xls) sono indicate le norme applicabili. Questo documento è messo a disposizione dell'autorità competente e del verificatore su richiesta.

5.5 Flusso di dati e sistema di controllo

Il monitoraggio dei dati di emissione non si limita alla semplice lettura di strumenti o alla semplice esecuzione di analisi chimiche. Esso è fondamentale per garantire che i dati siano prodotti, raccolti, elaborati e archiviati in modo controllato. Pertanto il gestore è tenuto a stabilire istruzioni per “chi rilevi i dati da una determinata fonte e li utilizzi in un certo modo”. Queste “attività riguardanti il flusso di dati” (articolo 57) rientrano nel piano di monitoraggio [o sono specificate in procedure scritte], se del caso (cfr. sezione 5.4)]. Un diagramma di flusso dei dati è spesso utilizzato come un utile strumento per l’analisi e/o la creazione di procedure per il flusso di dati. Gli esempi di attività riguardanti il flusso di dati includono la lettura di strumenti, l’invio di campioni al laboratorio e la ricezione dei risultati, l’aggregazione dei dati, il calcolo delle emissioni da diversi parametri e l’archiviazione di tutte le informazioni pertinenti per l’uso successivo.

Dato il coinvolgimento di esseri umani (e spesso di vari sistemi di tecnologia dell’informazione), è facile aspettarsi che, in queste attività, siano commessi degli errori. Pertanto, il regolamento M&R prevede che il gestore stabilisca un efficace sistema di controllo (articolo 58) che consta di due elementi:

- una valutazione dei rischi e
- attività di controllo finalizzate a mitigare i rischi individuati.

Il “rischio” è un parametro che prende in considerazione sia la probabilità di un incidente, sia il suo impatto. In termini di monitoraggio di emissioni, il rischio fa riferimento alla probabilità di commettere inesattezze (omissione, travisamento o errore) e al suo impatto in termini di numero di emissioni annuali.

Quando il gestore effettua una valutazione dei rischi, per ogni punto nel flusso di dati, necessario per il monitoraggio delle emissioni dell’intero impianto, il gestore analizza la possibilità del rischio di inesattezze. Normalmente il rischio è espresso dai parametri qualitativi (basso, medio, alto), piuttosto che con tentativi di assegnare cifre esatte. Inoltre, il gestore valuta i possibili motivi di inesattezza (come nel caso di copie cartacee trasportate da un dipartimento all’altro, momento in cui potrebbero verificarsi ritardi o errori di copia/incolla) e individua le misure che potrebbero ridurre i rischi di fondo, per esempio l’invio di dati in formato elettronico e l’archiviazione di una copia cartacea nel primo dipartimento; la ricerca di duplicati o lacune dei dati negli *spreadsheet*, il controllo da parte di una persona indipendente (“principio del doppio controllo”).

Le misure individuate per la riduzione dei rischi sono attuate. La valutazione del rischio è poi rivalutata con i nuovi rischi (ridotti), fino a quando il gestore non ritiene che i rischi residui siano sufficientemente bassi da consentire l’elaborazione di una comunicazione annuale delle emissioni priva di inesattezze rilevanti⁶⁸.

Le attività di controllo sono specificate nelle procedure scritte e menzionate nel piano di monitoraggio. I risultati della valutazione del rischio (che tengono conto delle attività di controllo) sono trasmessi come documentazione giustificativa

New!

New!

⁶⁸ Il gestore dovrebbe cercare di fornire comunicazioni delle emissioni “esenti da errori” (articolo 7: i gestori “esercitano la dovuta diligenza affinché il calcolo e la misura delle emissioni siano quanto più possibile accurati”). Tuttavia, la verifica non può produrre una garanzia del 100% ma punta a fornire un livello ragionevole di garanzia secondo cui la relazione è priva di inesattezze rilevanti. Per ulteriori informazioni si veda il documento d’orientamento pertinente sul regolamento A&V (si veda la sezione 2.3).

all'autorità competente al momento della richiesta, da parte del gestore, dell'approvazione del piano di monitoraggio.

Ai gestori si chiede di definire e mantenere procedure scritte correlate alle attività di controllo quanto meno per (articolo 58, paragrafo 3):

- a) l'assicurazione della qualità degli strumenti di misura;
- b) l'assicurazione della qualità del sistema informatico utilizzato per le attività riguardanti il flusso di dati, comprese le tecnologie informatiche di controllo delle procedure;
- c) la separazione delle funzioni nelle attività riguardanti il flusso di dati e nelle attività di controllo, oltre che nella gestione delle necessarie competenze;
- d) le revisioni interne e la convalida dei dati;
- e) le rettifiche e le azioni correttive;
- f) il controllo dei processi esternalizzati;
- g) la tenuta dei registri e della documentazione, compresa la gestione delle versioni dei documenti.



Impianti a basse emissioni: l'articolo 47, paragrafo 3, esonera i gestori degli impianti a basse emissioni (cfr. sezione 4.4.2) dal presentare un'analisi dei rischi, al momento della presentazione del piano di monitoraggio per l'approvazione da parte dell'autorità competente. Tuttavia, per i gestori sarà comunque utile effettuare una valutazione dei rischi per i loro scopi. Tale valutazione comporta il vantaggio di ridurre il rischio di una sottostima nella valutazione delle emissioni, quindi una sotto-restituzione delle quote con conseguenti sanzioni, nonché di una sovrastima e quindi una sovra restituzione.



Si noti che è previsto anche un documento *ad hoc* contenente informazioni più dettagliate sulle attività riguardanti il flusso di dati e sul sistema di controllo (compresa l'analisi dei rischi).

5.6 Aggiornamento costante del monitoraggio

Il piano di monitoraggio deve sempre corrispondere alla natura e al funzionamento attuali dell'impianto. Quando la situazione concreta è modificata, per esempio alla luce di cambiamenti relativi a tecnologie, processi, combustibili, materiali, strumenti di misura, sistemi IT o strutture di organizzazione (come le assegnazioni del personale), la metodologia di monitoraggio deve essere aggiornata (articolo 14)⁶⁹. A seconda del tipo di modifiche può verificarsi una delle situazioni sottostanti.

⁶⁹ L'articolo 14, paragrafo 2, elenca un numero minimo di situazioni in cui è obbligatorio effettuare un aggiornamento del piano di monitoraggio:

"a) si verificano nuove emissioni, dovute a nuove attività svolte o all'uso di nuovi combustibili o materiali non ancora contemplati dal piano di monitoraggio; b) una variazione della disponibilità dei dati, dovuta all'impiego di nuovi tipi di strumenti di misura, metodi di campionamento o metodi di analisi ovvero ad altre ragioni, comporta una conseguente maggiore accuratezza nella determinazione delle emissioni; c) i dati ottenuti dall'impiego della metodologia di monitoraggio applicata in precedenza si sono rivelati errati; d) la modifica apportata al piano di monitoraggio migliora l'accuratezza dei dati comunicati, salvo il caso in cui ciò non risulti tecnicamente realizzabile o comporti costi sproporzionatamente elevati; e) il piano di monitoraggio non è conforme alle pre-

- Se un elemento dello stesso piano di monitoraggio necessita di un aggiornamento, può applicarsi una delle seguenti situazioni:
 - la modifica al piano di monitoraggio è significativa. Questa situazione è delineata nella sezione 5.6.1. In caso di dubbio, il gestore deve partire dal presupposto che la modifica sia significativa;
 - la modifica al piano di monitoraggio non è significativa. In questo caso è applicata la procedura descritta nella sezione 5.6.2.
- Occorre aggiornare un elemento di una procedura scritta. Se questo non determina alcun impatto sulla descrizione della procedura nel piano di monitoraggio, il gestore effettuerà l'aggiornamento sotto la propria responsabilità, senza notificarlo all'autorità competente.

Le stesse situazioni possono verificarsi come conseguenza del requisito per il miglioramento continuo della metodologia di monitoraggio (cfr. sezione 5.7).

All'articolo 16, paragrafo 3, il regolamento M&R stabilisce inoltre i requisiti per la registrazione di qualsiasi aggiornamento del piano di monitoraggio, in modo tale da conservare una storia completa degli aggiornamenti del piano di monitoraggio, che consente un processo di audit del tutto trasparente, anche per gli scopi del verificatore.

A tal fine, l'utilizzo di un registro in cui inserire tutte le modifiche non significative apportate al piano di monitoraggio e alle procedure nonché tutte le versioni dei piani di monitoraggio presentati e approvati, è ritenuto quale migliore prassi per il gestore. Tale strumento deve essere integrato da una procedura scritta volta a valutare regolarmente se il piano di monitoraggio deve essere aggiornato (articolo 14, paragrafo 1, e punto 1, lettera c), dell'allegato I, sezione 1).



5.6.1 Modifiche significative

In qualsiasi momento occorra apportare una modifica significativa, il gestore notificherà tempestivamente l'aggiornamento all'autorità competente. Quest'ultima deve poi valutare se la modifica è effettivamente significativa. L'articolo 15, paragrafo 3, contiene un elenco (non esaustivo) di aggiornamenti di piani di monitoraggio ritenuti significativi⁷⁰. Se la modifica non è significativa, si applica la procedura descritta alla sezione 5.6.2. Per le modifiche significative, l'autorità

scrizioni del presente regolamento e l'autorità competente obbliga il gestore o l'operatore aereo a modificarlo; f) è necessario mettere in atto le proposte di miglioramento del piano di monitoraggio formulate in una relazione di verifica".

⁷⁰ Articolo 15, paragrafo 3:

3. Tra le modifiche significative al piano di monitoraggio di un impianto si annoverano le seguenti: a) modifiche alla categoria dell'impianto; b) in deroga all'articolo 47, paragrafo 8, modifiche relative alla classificazione dell'impianto come impianto a basse emissioni; c) modifiche alle fonti di emissione; d) una modifica che comporta il passaggio da una metodologia basata su calcoli a una metodologia basata su misure, o viceversa, per determinare le emissioni; e) una modifica al livello applicato; f) l'introduzione di nuovi flussi di fonti; g) una modifica alla classificazione dei flussi di fonti che comporti un cambiamento tra flussi di fonti di maggiore o minore entità o flussi di minimis; h) una modifica del valore standard per un fattore di calcolo, se il valore dev'essere indicato nel piano di monitoraggio; i) l'introduzione di nuove procedure connesse al campionamento, all'analisi o alla taratura, se le modifiche di tali procedure hanno un impatto diretto sull'accuratezza dei dati relativi alle emissioni; j) l'applicazione o l'adeguamento di una metodologia di quantificazione delle emissioni causate da fuoriuscite nei siti di stoccaggio.

competente attua in seguito il suo normale processo di approvazione dei piani di monitoraggio⁷¹.

Talvolta il processo di approvazione può richiedere più tempo rispetto al cambiamento fisico dell'impianto (per esempio quando nuovi flussi di fonte sono introdotti per il monitoraggio). Inoltre, l'autorità competente può rilevare che l'aggiornamento del piano di monitoraggio del gestore risulti incompleto o inadeguato, richiedendo quindi ulteriori correzioni del piano di monitoraggio. Di conseguenza il monitoraggio secondo il vecchio piano potrebbe essere incompleto o produrre risultati inadeguati, in questo periodo il gestore non è sicuro se il nuovo piano di monitoraggio sarà approvato come richiesto. In questa situazione l'MRR fornisce un approccio pragmatico.

New!

Ai sensi dell'articolo 16, paragrafo 1, il gestore applicherà immediatamente il nuovo piano di monitoraggio quando può ragionevolmente presumere che il piano di monitoraggio aggiornato sarà approvato così come proposto. Tale situazione può applicarsi, per esempio, con l'introduzione di un combustibile aggiuntivo che sarà monitorato utilizzando gli stessi livelli di approccio utilizzati per i combustibili analoghi presenti in impianto. Se il nuovo piano di monitoraggio non è ancora applicabile, poiché la situazione nell'impianto cambierà solo dopo l'approvazione del piano di monitoraggio da parte dell'autorità competente, il monitoraggio deve essere effettuato conformemente al vecchio piano, fino a quando non sarà approvato quello nuovo.



Se il gestore non è sicuro che l'autorità competente approverà le modifiche, eseguirà il monitoraggio in parallelo, utilizzando sia il piano di monitoraggio nuovo, sia quello aggiornato (articolo 16, paragrafo 1). Dopo aver ottenuto l'approvazione dell'autorità competente, il gestore userà solo i dati ottenuti conformemente al nuovo piano di monitoraggio approvato (articolo 16, paragrafo 2).

5.6.2 Aggiornamenti non significativi del piano di monitoraggio

Simplified!

Mentre gli aggiornamenti significativi del piano di monitoraggio devono essere notificati tempestivamente, l'autorità competente può consentire al gestore di notificare in ritardo gli aggiornamenti non significativi, al fine di semplificare il processo amministrativo (articolo 15, paragrafo 1). In tal caso, se il gestore può ragionevolmente presumere che le modifiche al piano di monitoraggio non siano significative, queste possono essere raccolte e presentate all'autorità competente una volta all'anno (entro il 31 dicembre), qualora l'autorità competente autorizzi questo approccio.

La decisione finale secondo cui una modifica al piano di monitoraggio è significativa spetta all'autorità competente. Tuttavia, un gestore può ragionevolmente anticipare la decisione in molteplici casi:

- se può essere confrontata con uno dei casi di cui all'articolo 15, paragrafo 3, la modifica è significativa;

⁷¹ Tale processo può variare da uno Stato membro all'altro. La procedura comune includerà un controllo di completezza per le informazioni fornite, un controllo di adeguatezza del nuovo piano di monitoraggio rispetto alla situazione modificata dell'impianto nonché un controllo di conformità al regolamento M&R. L'autorità competente può anche respingere il nuovo piano di monitoraggio o richiedere ulteriori miglioramenti. L'autorità competente può altresì giungere alla conclusione che le modifiche proposte non sono significative.

- se l'impatto della modifica proposta al piano di monitoraggio sulla metodologia generale di monitoraggio o sui rischi di errore è limitato, la modifica può non essere significativa;
- in caso di dubbio, presupporre che si tratti di una modifica significativa attenendosi alla sezione 5.6.1.

Le modifiche non significative non necessitano dell'approvazione dell'autorità competente. Tuttavia, per poter fornire la certezza giuridica, l'autorità competente è tenuta a comunicare tempestivamente al gestore la propria decisione di considerare le modifiche non significative, laddove il gestore le abbia notificate come significative. I gestori gradirebbero la conferma di ricezione di notifiche in generale da parte dell'autorità competente.

New!

5.7 Il principio di miglioramento

Mentre la sezione precedente ha affrontato l'aspetto concernente gli aggiornamenti del piano di monitoraggio, divenuti obbligatori in seguito a modifiche di fatto apportate all'impianto, l'MRR prevede anche che il gestore esplori le possibilità di migliorare la metodologia di monitoraggio quando l'impianto non subisce cambiamenti. Per attuare tale "principio di miglioramento" sono previsti due requisiti:

- i gestori devono tener conto delle raccomandazioni contenute nelle relazioni di verifica (articolo 9);
- essi devono verificare periodicamente e di propria iniziativa se è possibile migliorare la metodologia di monitoraggio (articolo 14, paragrafo 1, e articolo 69, paragrafi da 1 a 3).

New!

I gestori devono rispondere a tali risultati sui possibili miglioramenti

- trasmettendo una relazione sui miglioramenti proposti all'autorità competente per approvazione;
- aggiornando il piano di monitoraggio in modo adeguato (utilizzando le procedure indicate nelle sezioni 5.6.1 e 5.6.2) e
- attuando i miglioramenti secondo il calendario proposto nella relazione di miglioramento approvata.

Per la relazione di miglioramento, che risponde alle raccomandazioni del verificatore, la scadenza è fissata al 30 giugno dell'anno in cui la relazione di verifica è redatta. Per la relazione di miglioramento su iniziativa del gestore (che può essere associata a quella sui risultati del verificatore), la scadenza è la stessa, ma deve essere fornita

- ogni anno per gli impianti di categoria C
- ogni due anni per gli impianti di categoria B e
- ogni quattro anni per gli impianti di categoria A

La scadenza del 30 giugno può essere prorogata dall'autorità competente fino al 30 settembre del medesimo anno.

I gestori di impianti a basse emissioni (cfr. sezione 4.4.2) devono tener conto delle raccomandazioni del verificatore durante il monitoraggio, ma sono esonerati dall'obbligo di fornire una relazione corrispondente sui miglioramenti all'autorità competente (articolo 47, paragrafo 3).



Le relazioni sui miglioramenti devono contenere, in particolare, le seguenti informazioni:

- i miglioramenti per il raggiungimento dei livelli superiori, se i livelli “richiesti” non sono ancora applicati. In questo contesto, il termine “richiesti” indica “quei livelli che sono applicabili se non comportano costi sproporzionatamente elevati e se il livello è tecnicamente realizzabile”⁷²;
- se il gestore applica una metodologia alternativa (cfr. sezione 4.3.4), la relazione conterrà una giustificazione del perché non sia tecnicamente realizzabile o comporti costi sproporzionatamente elevati l'applicare almeno il livello 1 per uno o più flussi di fonte di maggiore o minore entità. Se questa giustificazione non è più applicabile, il gestore deve comunicare come deve essere applicato almeno il livello 1 per tali flussi di fonte;
- la relazione dovrebbe contenere per ogni possibile miglioramento una descrizione dello stesso e il relativo calendario, oppure una dimostrazione concernente la non fattibilità tecnica o i costi sproporzionatamente elevati, se del caso (cfr. sezione 4.6).



Nota: la Commissione intende fornire modelli armonizzati per le relazioni sui miglioramenti.

⁷² Quei livelli “richiesti” sono:

- a) per gli approcci basati sui calcoli (articolo 26, paragrafo 1, primo comma): i livelli maggiori illustrati nell'allegato II dell'MRR per gli impianti di categoria B e C e i livelli di cui all'allegato V per gli impianti di categoria A e per i fattori di calcolo per i combustibili commerciali standard;
- b) per gli approcci basati sulle misure (articolo 41, paragrafo 1): il livello più elevato per ogni fonte di emissione che rilascia più di 5 000 tonnellate di CO₂(e) all'anno o che contribuisca a più del 10% delle emissioni annue totali dell'impianto; per le altre fonti, i livelli previsti sono quelli immediatamente inferiori.

6 APPROCCI BASATI SU CALCOLI

Il presente capitolo fornisce ulteriori dettagli che occorre considerare nell'applicazione di metodologie di monitoraggio basate su calcoli. I principi della metodologia sono stati già delineati nelle sezioni 4.3.1 (metodologia standard) e 4.3.2 (bilancio di massa). Tutti gli approcci basati su calcoli hanno elementi in comune che devono essere definiti nel piano di monitoraggio. Essi saranno discussi in questo capitolo come segue:

- per il monitoraggio dei dati relativi all'attività, devono essere monitorati i quantitativi di materiale o combustibile con livelli definiti secondo l'incertezza della misurazione (cfr. sezione 6.1);
- i fattori di calcolo devono essere determinati come fattori standard (cfr. sezione 6.2) o tramite analisi (cfr. sezione 6.2.2);
- per i fattori di calcolo l'MRR contempla alcuni requisiti specifici descritti nella sezione 6.3.

6.1 Monitoraggio dei dati relativi all'attività

6.1.1 Definizioni dei livelli

Come esposto in precedenza, i livelli (cfr. sezione 4.5) per i dati relativi all'attività di un flusso di fonte, sono definiti utilizzando le soglie riferite all'incertezza massima consentita per la determinazione della quantità di combustibile o materiale, durante un periodo di comunicazione. Se un livello è raggiunto, deve essere dimostrato fornendo una valutazione dell'incertezza all'autorità competente insieme al piano di monitoraggio, a meno che non si tratta di un impianto a basse emissioni (cfr. sezione 4.4.2). Gli elementi di valutazione dell'incertezza sono stati esaminati nella sezione 5.3. A scopo illustrativo, la Tabella 7 mostra le definizioni di livello per la combustione di combustibili. Un elenco completo delle definizioni dei livelli dell'MRR è fornito nell'allegato II, sezione 1, dell'MRR.

Tabella 7: Definizioni tipiche dei livelli per i dati di attività basati sull'incertezza, fornite per la combustione di combustibili a titolo di esempio.

Livello n.	Definizione
1	Il quantitativo di combustibile [t] o [Nm ³] nell'arco di un periodo di comunicazione ⁷³ è determinato con un'incertezza massima inferiore al ± 7,5% .
2	Il quantitativo di combustibile [t] o [Nm ³] nell'arco di un periodo di comunicazione è determinato con un'incertezza massima inferiore al ± 5,0% .
3	Il quantitativo di combustibile [t] o [Nm ³] nell'arco di un periodo di comunicazione è determinato con un'incertezza massima inferiore al ± 2,5% .
4	Il quantitativo di combustibile [t] o [Nm ³] nell'arco di un periodo di comunicazione è determinato con un'incertezza massima inferiore al ± 1,5% .

⁷³ Il periodo di comunicazione è l'anno civile.

Si noti che con il termine incertezza si intendono “tutte le fonti di incertezza, compresa l’incertezza degli strumenti, della taratura, degli impatti ambientali”, a meno che non siano applicabili alcune semplificazioni menzionate nella sezione 5.3.2. Se del caso, deve essere incluso l’impatto nella determinazione delle variazioni delle scorte di inizio e fine periodo.

6.1.2 Elementi pertinenti del piano di monitoraggio



Al momento dello sviluppo del piano di monitoraggio, il gestore deve operare varie scelte concernenti la modalità di determinazione dei dati relativi all’attività. Nel caso dei combustibili, “i dati relativi all’attività” comprendono la componente del potere calorifico netto. Tuttavia, il **quantitativo di materiale o combustibile**, cui sono connessi i fattori di calcolo, è affrontata in modo specifico in questa sede. Per motivi di semplicità, l’espressione “dati relativi all’attività” è qui utilizzata come sinonimo di “quantitativo di materiale o combustibile” e il potere calorifico netto è esaminato insieme agli altri fattori di calcolo nelle sottostanti sezioni 6.2 e 6.3.2.

Conteggi continui vs. conteggi sul lotto

In linea di principio, esistono due modi per determinare i dati relativi all’attività (articolo 27, paragrafo 1):

- a) attraverso **conteggi continui** effettuati per il processo all’origine delle emissioni;
- b) in base all’aggregazione dei conteggi dei quantitativi forniti separatamente (**conteggi sul lotto**), tenendo conto delle variazioni delle rispettive scorte.

Conteggi continui: nel caso a), il materiale o il combustibile passa direttamente attraverso lo strumento di misura, prima di essere inserito nel processo di emissione (o in alcuni casi proviene da esso). Questo è il caso, per esempio, dei misuratori di gas e dei nastri per la pesatura. Analogamente, il conteggio può avvenire all’entrata dell’impianto, che è il caso più comune per le forniture di gas naturale. La quantità del periodo di comunicazione è letta dallo strumento come “valore alla fine del periodo meno il valore all’inizio del periodo” (il che si verifica solitamente per i misuratori di gas) oppure sommando (integrando) diverse letture (per esempio ogni minuto, ogni ora od ogni giorno) per l’intero periodo di comunicazione. La valutazione di incertezza deve riguardare in primo luogo l’incertezza di questo strumento.



Si noti che potrebbero verificarsi situazioni in cui una parte del materiale che entra nell’impianto non è utilizzata nell’impianto stesso, bensì esportata in un altro impianto o consumata all’interno dell’impianto per un’attività non contemplata dall’EU ETS. Benché l’ultimo caso non si verifichi così frequentemente come nelle prime due fasi ETS⁷⁴, il conteggio del quantitativo di combustibile o mate-

⁷⁴ In particolare, rileva il punto 5 dell’allegato I alla direttiva EU ETS riesaminata: “Quando in un impianto si supera la soglia di capacità di qualsiasi attività prevista nel presente allegato, tutte le unità in cui sono utilizzati combustibili, diverse dalle unità per l’incinerazione di rifiuti pericolosi o domestici, sono incluse nell’autorizzazione ad emettere gas a effetto serra”. Questa frase ridurrà notevolmente il numero di occasioni, come nei casi in cui una parte del gas che entra nell’impianto è consumata in unità non considerate parti dell’autorizzazione delle emissioni GHG. Per ulteriori dettagli si consultino gli orientamenti della Commissione sull’interpretazione dell’allegato I.

riale esportato deve essere preso in considerazione nella valutazione dell'incertezza e, pertanto, deve essere effettuato utilizzando strumenti di misura che consentano la determinazione della quantità totale utilizzata all'interno dell'impianto EU ETS, con un'incertezza complessiva al di sotto della soglia ammessa del livello applicabile.

Conteggi sul lotto: nel caso b), la quantità di materiale è determinata utilizzando un bilancio del materiale (articolo 27, paragrafo 2):

$$Q = P - E + (S_{begin} - S_{end}) \quad 10)$$



dove:

Q indica la quantità di combustibile o materiale applicata nel periodo

P è la quantità acquistata

E indica la quantità esportata (per esempio combustibile consegnato a parti dell'impianto o ad altri impianti non contemplati dall'EU ETS)

S_{begin} è la scorta di materiale o combustibile all'inizio dell'anno

S_{end} è la scorta di materiale o combustibile alla fine dell'anno

Questo metodo è normalmente applicato quando si utilizzano fatture come fonte principale di dati per il parametro P . Il gestore dovrebbe essere particolarmente attento a chiarire se le esportazioni⁷⁵ hanno luogo presso l'impianto. Egli, inoltre, deve includere nel piano di monitoraggio una descrizione concernente le modalità di determinazione delle scorte all'inizio e alla fine dell'anno. Si noti che alcune semplificazioni consentite al riguardo sono esaminate più avanti all'interno di questa sezione.

Il metodo b) spesso è applicato quando il gestore non dispone di strumenti di misura propri. Pertanto, i requisiti per gli "strumenti non sotto il controllo del gestore" sono abitualmente applicabili per la valutazione dell'incertezza. Comunque, il gestore deve prendere in considerazione le incertezze associate alla determinazione delle variazioni delle scorte. La deroga è concessa quando le strutture di stoccaggio non sono in grado di contenere più del 5% della quantità annuale utilizzata di combustibile o materiale considerati. In tale caso, l'incertezza dei cambiamenti delle scorte può essere omessa dalla valutazione dell'incertezza (articolo 28, paragrafo 2).

Nota sulla determinazione delle scorte

L'MRR (articolo 27, paragrafo 2) consente due semplificazioni per determinare le scorte all'inizio e alla fine dell'anno di comunicazione.

Simplified!

1. Se determinare quantitativi in condizioni di stoccaggio tramite una misura diretta non fosse tecnicamente realizzabile o comportasse costi sproporzionatamente elevati, il gestore può utilizzare un metodo di stima. Tali situazioni possono verificarsi, per esempio, in serbatoi per olio combustibile

(http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/docs/guidance_interpretation_en.pdf)

⁷⁵ Le "esportazioni" tipiche comprendono l'uso dei combustibili per i macchinari mobili come i carrelli elevatori o i casi in cui agli impianti limitrofi è fornito un misuratore di gas comune, mentre almeno uno di tali impianti non rientra nell'ambito di applicazione dell'EU ETS.

denso, dove una frazione solida nella parte superiore dell'olio liquido impedisce la misurazione esatta del livello di superficie.

I metodi consentiti dall'MRR sono:

- a. dati degli anni precedenti, correlandoli agli elementi in uscita per il periodo di riferimento
 - b. procedure documentate e i rispettivi dati contenuti in rendiconti finanziari verificati per il periodo di comunicazione.
2. Teoricamente, le scorte dovrebbero essere determinate alla mezzanotte del 31 dicembre di ogni anno, il che può non essere possibile nella pratica. Pertanto, l'MRR consente⁷⁶ la scelta del primo giorno lavorativo utile successivo, per separare un anno di comunicazione dal successivo. I dati devono essere riconciliati all'anno civile interessato. Le deviazioni riguardanti uno o più flussi di fonte devono essere chiaramente registrate, devono costituire la base di un valore rappresentativo per l'anno civile interessato, ed essere considerate in modo coerente rispetto all'anno successivo.

Strumenti del gestore vs. strumenti del fornitore

L'MRR non richiede a ogni gestore di equipaggiare, ad ogni costo, l'impianto con gli strumenti di misura. Questo contraddirebbe l'approccio dell'MRR nei confronti dell'efficienza dei costi. Al contrario, possono essere utilizzati gli strumenti che sono sotto il controllo di altre parti (in particolare, i fornitori di combustibile). In particolare, nel contesto delle transazioni commerciali come l'acquisto di carburante, spesso succede che il conteggio sia eseguito solo da uno dei partner commerciali. La controparte può presumere che l'incertezza associata alla misurazione sia ragionevolmente bassa, perché tali misure spesso sono disciplinate da un controllo metrologico previsto dalla legislazione. In alternativa, i requisiti sulla garanzia della qualità degli strumenti, comprese la manutenzione e la taratura, possono essere inclusi nei contratti d'acquisto. Tuttavia, il gestore deve cercare una conferma sull'incertezza applicabile per tali apparecchiature, per poter valutare se il livello richiesto sia rispettato.

Il gestore potrebbe quindi scegliere di utilizzare i propri strumenti oppure di basarsi sugli strumenti utilizzati dal fornitore. Tuttavia, una leggera preferenza è attribuita dall'MRR agli strumenti propri del gestore: se il gestore decide di utilizzare altri strumenti pur avendo i suoi a disposizione, deve dimostrare all'autorità competente che gli strumenti del fornitore consentono di rispettare un livello perlomeno equivalente, forniscono risultati più affidabili e sono meno soggetti a rischi di controllo, rispetto ai propri strumenti. Tale dimostrazione deve essere accompagnata da una valutazione di incertezza semplificata.

Simplified!

In molti casi, questa valutazione di incertezza sarà molto concisa e semplice. In particolare, se il gestore non ha a disposizione uno strumento alternativo sotto il proprio controllo, non deve confrontare il livello applicabile utilizzando il suo strumento con il livello applicabile utilizzando lo strumento del fornitore. Per la dimostrazione del livello applicabile per lo strumento del fornitore, dovrebbe essere aggiunta una dimostrazione idonea della valutazione dell'incertezza su richiesta dell'autorità competente.

⁷⁶ A condizione che il tempo esatto fosse tecnicamente non fattibile o comportasse costi sproporzionatamente elevati per il gestore.

Inoltre, il rischio di controllo potrebbe essere basso, nel momento in cui le fatture sono oggetto di controlli da parte del dipartimento controlli⁷⁷.

Nel caso in cui le fatture siano utilizzate come dati primari per la determinazione della quantità di materiale o di combustibile, l'MRR chiede al gestore di dimostrare che i partner commerciali sono indipendenti. In linea di principio, questo dovrebbe essere visto come una salvaguardia volta a garantire che esistono fatture significative. In molti casi sarà indicato anche se sia applicabile il controllo metrologico previsto dalla legislazione nazionale.

Si noti che sussiste una possibilità "ibrida" ammessa dal regolamento M&R: lo strumento è al di fuori del controllo del gestore, ma la lettura per il monitoraggio è eseguita da quest'ultimo. In questo caso, il proprietario dello strumento è responsabile della manutenzione, della taratura e della regolazione dello strumento e, in ultima istanza, del valore dell'incertezza applicabile; tuttavia i dati sulla quantità materiale possono essere controllati direttamente dal gestore. Ancora una volta, si tratta di una situazione che spesso si verifica nel caso di misuratori di gas naturale.

Informazioni su ulteriori requisiti per la determinazione dei dati relativi all'attività: all'interno della presente sezione 6.1 non sono state affrontate tutte le tematiche riguardanti l'incertezza, compresi la manutenzione, la taratura e la regolazione degli strumenti di misura. Tuttavia, questo è un tema molto importante che esula dal campo di applicazione di questa linea guida. Il riferimento è indicato nella sezione 5.3 e, in particolare, 5.3.3, in cui sono state elencate ulteriori informazioni.



6.2 Fattori di calcolo - principi

Oltre ai dati relativi all'attività, i "fattori di calcolo" sono parti importanti di qualsiasi piano di monitoraggio basato su una metodologia di calcoli. Questi fattori sono (come delineato nel contesto delle formule di calcolo nella sezione 4.3.1 e 4.3.2) i seguenti.

- Nel caso della metodologia standard per la combustione di combustibili o di combustibili utilizzati come elementi in entrata al processo: fattore di emissione, potere calorifico netto, fattore di ossidazione e frazione di biomassa.
- Nel caso della metodologia standard per le emissioni di processo (in particolare la decomposizione di carbonati): fattore di emissione e fattore di conversione.
- Per i bilanci di massa: tenore di carbonio e, se del caso, frazione di biomassa e potere calorifico netto.

Ai sensi dell'articolo 30, paragrafo 1, dell'MRR, questi fattori possono essere determinati da uno dei seguenti principi:

- a. come **valori standard** (cfr. sezione 6.2.1); oppure

⁷⁷ Si noti che l'esistenza dei controlli di rendicontazione non dispensa naturalmente il gestore dall'includere adeguate misure di mitigazione del rischio nel sistema di controllo relativo EU ETS. La valutazione del rischio, ai sensi dell'articolo 58, paragrafo 2, deve includere questo rischio, se del caso.

b. tramite **analisi di laboratorio** (cfr. sezione 6.2.2).

Il livello applicabile determinerà quale di queste opzioni sarà utilizzata. I livelli inferiori consentono i valori standard, ossia i valori che sono mantenuti costanti nel corso degli anni e aggiornati solo quando sono disponibili dati più accurati. Il livello più elevato, definito per ogni parametro nell'MRR, è dato solitamente dalle analisi di laboratorio, che sono più impegnative, ma naturalmente più accurate. Il risultato dell'analisi è valido per il lotto da cui è stato prelevato il campione, mentre un valore standard normalmente è un valore medio o prudenziale, determinato sulla base di grandi quantità del materiale. I fattori di emissione per il carbone, ad esempio, così come utilizzati negli inventari nazionali, possono essere applicabili a una media nazionale di diversi tipi di carbone, al pari di come sono utilizzati anche nelle statistiche energetiche, mentre l'analisi sarà valida solo per un lotto di un tipo di carbone.



Nota importante: in tutti i casi, il gestore deve garantire che i dati relativi all'attività e che tutti i fattori di calcolo siano utilizzati in modo coerente. Questo significa che quando una quantità di combustibile è determinata nello stato liquido prima di entrare nella caldaia, i fattori di calcolo devono anch'essi far riferimento allo stato liquido. Quando le analisi sono eseguite nel laboratorio a partire dal campione secco, l'umidità deve essere presa in considerazione in modo adeguato, per giungere ai fattori di calcolo applicabili per il materiale umido.

I gestori devono anche prestare attenzione a non mescolare parametri di unità incoerenti. Quando il quantitativo di combustibile è determinato per volume, anche il potere calorifico netto e/o il fattore di emissione devono far riferimento al volume piuttosto che alla massa⁷⁸.

6.2.1 Valori standard

Quando un gestore desidera utilizzare un valore standard per un fattore di calcolo, il valore del fattore deve essere documentato nel piano di monitoraggio. L'unica eccezione si ha quando la fonte di informazione cambia su base annuale. In linea di principio, questo è il caso in cui l'autorità competente aggiorna regolarmente e pubblica i fattori standard utilizzati nell'inventario nazionale GHG. In tali casi, il piano di monitoraggio dovrebbe contenere il riferimento al luogo (sito internet, gazzetta ufficiale ecc.), dove sono pubblicati questi valori, invece del valore stesso (articolo 31, paragrafo 2).

La possibilità di utilizzare i valori standard è determinata dalla definizione del livello applicabile. Le sezioni da 2 a 4 dell'allegato II dell'MRR forniscono uno schema generale di queste definizioni. Le metodologie di monitoraggio specifiche del settore, descritte nell'allegato IV, precisano ulteriormente tali livelli, oppure talvolta annullano le definizioni di livello con altre più specifiche. Un elenco completo di tutte le definizioni di livello andrebbe significativamente al di là dell'ambito di applicazione di questa linea guida. Comunque, una panoramica semplificata delle definizioni di livello, fornita nell'allegato II, è illustrata nella Tabella 8.

⁷⁸ Si veda la sezione 4.3.1, in cui sono menzionate le condizioni alle quali il gestore può utilizzare i fattori di emissione espressi in combustibile in t CO₂/t al posto di t CO₂/TJ.

Tabella 8: *Panoramica delle più importanti definizioni di livello per i fattori di calcolo, sulla base dell'allegato II dell'MRR. Sono utilizzate le seguenti abbreviazioni: EF - Fattore di emissione, NCV - potere calorifico netto, OF - fattore di ossidazione, CF - Fattore di conversione, CC - Tenore di carbonio BF - frazione di biomassa. Le definizioni di livello sono ulteriormente specificate nel testo successivo.*

Tipo di flusso di fonte	Fattore	Livello	Definizione di livello
Emissioni di combustione	EF ⁷⁹	1	Valori standard di tipo I
		2a	Valori standard di tipo II
		2b	Indicatori surrogati riconosciuti (se pertinente)
		3	Analisi di laboratorio
Emissioni di combustione	OF	1	Valore standard OF=1
		2	Valori standard di tipo II
		3	Analisi di laboratorio
Emissioni di combustione e bilancio di massa	NCV	1	Valori standard di tipo I
		2a	Valori standard di tipo II
		2b	dati sugli acquisti (se pertinente)
		3	Analisi di laboratorio
Emissioni di combustione e bilancio di massa	BF	1	Frazione di biomassa di tipo I
		2	Frazione di biomassa di tipo II
Emissioni di processo (metodo A: basato sull'entrata)	EF	1	Analisi di laboratorio & valori stechiometrici
Emissioni di processo (metodo B: basato sull'uscita)	EF	1	Valori standard di tipo I
		2	Valori standard di tipo II
		3	Analisi di laboratorio e valori stechiometrici
Emissioni di processo (metodi A e B)	CF	1	Valore standard CF=1
		2	Analisi di laboratorio e valori stechiometrici
Bilancio di massa flusso di fonte:	CC	1	Valori standard di tipo I
		2a	Valori standard di tipo II
		2b	Indicatori surrogati riconosciuti (se pertinente)
		3	Analisi di laboratorio

Come si osserva nella Tabella 8, il livello più basso di solito si riferisce ad un valore standard internazionalmente applicabile (fattore standard IPCC o simile, come elencato nell'allegato VI dell'MRR). Il secondo livello utilizza un fattore nazionale, che è in linea di principio utilizzato per l'inventario GHG nazionale ai sensi dell'UNFCCC. Tuttavia sono ammessi ulteriori tipi di valori standard o di

⁷⁹ Secondo la sezione 2.1 dell'allegato II all'MRR, i livelli definiti faranno riferimento al fattore di emissione *preliminare*, quando una frazione di biomassa è determinata per un combustibile o materiale misto.

metodi alternativi che siano ritenuti equivalenti. Il livello più elevato normalmente richiede che il fattore sia determinato attraverso analisi di laboratorio.

Le brevi descrizioni dei livelli nella Tabella 8 devono essere lette nel testo completo come segue.

- **Valori standard di tipo I:** fattori standard elencati all'allegato VI (ossia in linea di principio valori IPCC) o valori costanti ai sensi delle lettere d) o e) dell'articolo 31, paragrafo 1, ossia valori garantiti dal fornitore⁸⁰ oppure analisi eseguite nel passato, ma ancora valide⁸¹.
- **Valori standard di tipo II:** fattori di emissione specifici per ogni paese ai sensi delle lettere b) e c) dell'articolo 31, paragrafo 1, ossia valori usati per l'inventario nazionale GHG⁸², compresi i valori pubblicati dall'autorità competente, per flussi di fonti più disaggregati per quanto concerne i combustibili, oppure altri valori di letteratura concordati con l'autorità competente⁸³.
- **Indicatori surrogati riconosciuti:** metodi basati su correlazioni empiriche come determinato almeno una volta all'anno ai sensi dei requisiti applicabili per le analisi di laboratorio (cfr. 6.2.2). Tuttavia, queste analisi piuttosto complicate sono eseguite solo una volta all'anno; pertanto, questo livello è considerato un livello inferiore rispetto alle analisi complete. Le correlazioni dell'indicatore possono basarsi sui seguenti elementi:
 - misurazione della densità di oli o gas specifici, compresi quelli comuni all'industria della raffinazione o dell'acciaio, oppure
 - potere calorifico netto per specifici tipi di carbone.
- **Valori di fatturazione:** solo in caso di combustibili scambiati commercialmente, il potere calorifico netto può essere ricavato dai dati di fatturazione forniti dal fornitore di combustibile, a patto che si basino su norme accettate a livello nazionale o internazionale.
- **Analisi di laboratorio:** in questo caso, i requisiti di cui alla sottostante sezione 6.2.2 sono applicabili *in toto*.
- **Frazione di biomassa di tipo I⁸⁴:** è applicato uno dei seguenti metodi ritenuti equivalenti:
 - uso di un valore standard o di un metodo di stima pubblicati dalla Commissione ai sensi dell'articolo 39, paragrafo 2;

⁸⁰ Articolo 31, paragrafo 1, lettera d) dell'MRR: "valori specificati e garantiti dal fornitore di un materiale se il gestore può dimostrare, in modo giudicato sufficiente dall'autorità competente, che il tenore di carbonio presenta un intervallo di confidenza al 95% non superiore all'1%" - si tratta di un approccio simile a quello per i "combustibili commerciali standard", definiti al paragrafo 31, articolo 3.

⁸¹ Articolo 31, paragrafo 1, lettera e) dell'MRR: "valori basati su analisi svolte in passato, se il gestore può dimostrare, in modo giudicato sufficiente dall'autorità competente, che tali valori sono rappresentativi di futuri lotti del medesimo materiale". Si tratta di una semplificazione notevole per i gestori, che non devono eseguire analisi regolari, come descritto nella sezione 6.2.2.

⁸² Articolo 31, paragrafo 1, lettera b) dell'MRR: "fattori standard usati dallo Stato membro per il documento sull'inventario nazionale trasmesso al segretariato della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici".

⁸³ Articolo 31, paragrafo 1, lettera c), dell'MRR: "valori indicati nella letteratura concordati con l'autorità competente, compresi i fattori standard pubblicati dall'autorità competente, che siano compatibili con i fattori di cui alla lettera b), ma rappresentativi di flussi di fonti più disaggregati per quanto concerne i combustibili".

⁸⁴ Si noti che in questo ambito non è discusso come determinare se i criteri di sostenibilità pertinenti siano rispettati (se del caso). Per quanto concerne questioni relative alla biomassa in generale, si veda il documento di orientamento n. 3 (sezione 2.3).

- uso di un valore determinato ai sensi del secondo comma dell'articolo 39, paragrafo 2, ossia
- si ipotizza il materiale completamente fossile (BF=0), oppure
- si propone un metodo di stima, da sottoporre all'approvazione dell' autorità competente. Per i combustibili e i materiali provenienti da un processo di produzione con flussi in entrata definiti e rintracciabili, il gestore può basare tale stima su un bilancio di massa del carbonio di origine fossile o da biomassa che entra ed esce dal processo;
- applicazione dell'articolo 39, paragrafo 3, in caso di reti di gas naturale, in cui è immesso del biogas: “qualora sia stata stabilita la garanzia dell'origine in conformità all'articolo 2, lettera j), e all'articolo 15 della direttiva 2009/28/CE per biogas immessi in una rete di distribuzione e successivamente rimossi, il gestore non ricorre ad analisi per la determinazione della frazione di biomassa”. In questo caso, deve essere applicata quella garanzia del sistema d'origine.
- **Frazione di biomassa di tipo II:** la frazione di biomassa è determinata ai sensi dell'articolo 39, paragrafo 1, ossia tramite analisi di laboratorio secondo i requisiti di cui alla sezione 6.2.2. In tal caso, l'applicazione della norma pertinente e dei metodi analitici in essa contenuti, richiede l'esplicita approvazione da parte dell'autorità competente.

6.2.2 Analisi di laboratorio

Quando il regolamento M&R fa riferimento alla determinazione “conformemente agli articoli da 32 a 25”, ciò significa che deve essere determinato un parametro tramite analisi (chimiche) di laboratorio. L'MRR impone norme relativamente rigide per tali analisi, per poter assicurare un elevato livello di qualità dei risultati. In particolare, occorre considerare i seguenti punti.

- Il laboratorio deve dimostrare la sua competenza. Tale obiettivo è raggiunto tramite uno dei seguenti approcci:
 - un accreditamento ai sensi dell'EN ISO/IEC 17025, dove il metodo d'analisi richiesto rientra nell'ambito di applicazione dell'accREDITamento; oppure
 - dimostrando che i criteri elencati all'articolo 34, paragrafo 3, sono soddisfatti. Questo è considerato ragionevolmente equivalente ai requisiti dell'EN ISO/IEC 17025. Si noti che questo approccio è ammesso solo quando si dimostra che l'uso di un laboratorio accreditato non è fattibile dal punto di vista tecnico oppure comporta dei costi sproporzionatamente elevati (cfr. sezione 4.6).
- Il modo in cui sono prelevati i campioni dal materiale o dal combustibile da analizzare è considerato fondamentale per ottenere risultati *rappresentativi*. Pertanto, l'MRR pone un accento molto più marcato su questa tematica rispetto all'MRG 2007. I gestori devono sviluppare dei piani di campionamento sotto forma di procedure scritte (cfr. sezione 5.4) e farle approvare

New!

dall'autorità competente. Si noti che questo si applica anche quando il gestore non effettua il campionamento da sé, ma lo tratta come un processo esternalizzato.

- Solitamente i metodi di analisi devono seguire norme internazionali o nazionali⁸⁵.



Si noti che quanto sopra indicato si riferisce, di solito, ai livelli più elevati per i fattori di calcolo. Pertanto tali requisiti, piuttosto esigenti, raramente sono applicabili a impianti più piccoli. In particolare il gestore di un impianto a basse emissioni (cfr. sezione 4.4.2) può utilizzare “qualsiasi laboratorio che sia tecnicamente competente e in grado di produrre risultati validi sotto il profilo tecnico utilizzando le procedure analitiche del caso, e fornisce le prove atte a dimostrare l'impiego delle misure di assicurazione della qualità di cui all'articolo 34, paragrafo 3”. Infatti, il requisito minimo sarebbe che il laboratorio dimostrasse di essere tecnicamente competente e “in grado di gestire il suo personale, le sue procedure, i suoi documenti e le sue attività in maniera affidabile” e che dimostri delle misure per la garanzia della qualità per la taratura e i risultati dei test⁸⁶. Comunque, è nell'interesse del gestore ottenere risultati affidabili dal laboratorio. Pertanto, i gestori dovrebbero sforzarsi al massimo di ottemperare ai requisiti dell'articolo 34.

Simplified!

Inoltre è importante notare che l'MRR, nei requisiti specifici delle attività dell'allegato IV, consente l'uso di “linee guida basate sulle migliori prassi del settore” per alcuni livelli inferiori, quando non ci sono valori standard applicabili. In questi casi, quando nonostante l'approvazione per applicare una metodologia di livello inferiore, sono ancora necessarie delle analisi, potrebbe non essere appropriato o possibile applicare gli articoli dal 32 al 35 nella loro totalità. Tuttavia, l'autorità competente dovrebbe considerare i seguenti requisiti minimi:

- quando l'uso di un laboratorio accreditato è non tecnicamente realizzabile o comporterebbe dei costi sproporzionatamente elevati, il gestore può utilizzare qualsiasi laboratorio che sia tecnicamente competente e in grado di produrre risultati validi sotto il profilo tecnico applicando le procedure analitiche del caso, e fornisce le prove atte a dimostrare l'impiego delle misure di assicurazione della qualità di cui all'articolo 34, paragrafo 3;
- il gestore presenterà un piano di monitoraggio ai sensi dell'articolo 33;
- il gestore determinerà la frequenza dell'analisi ai sensi dell'articolo 35.



Indicazioni più dettagliate relative alle analisi di laboratorio, al campionamento, alla frequenza delle analisi, all'equivalenza all'accreditamento, ecc. sono forniti nella linea guida n. 5.

⁸⁵ Per l'uso delle norme, l'articolo 32, paragrafo 1, definisce la seguente gerarchia: “Il gestore assicura che le analisi, il campionamento, le tarature e le convalide effettuati per la determinazione dei fattori di calcolo sono svolti applicando metodi fondati sulle corrispondenti norme EN.

In mancanza di tali norme, i metodi utilizzati rispecchiano norme ISO o nazionali adeguate. In assenza di norme pubblicate applicabili, si ricorre a progetti di norme adeguati, agli orientamenti dell'industria sulle migliori pratiche o ad altre metodologie scientificamente dimostrate, limitando gli errori sistematici di campionamento e misura”.

⁸⁶ Esempi di tali misure sono forniti all'articolo 34, paragrafo 3, lettera j): una partecipazione periodica a programmi di verifica dell'idoneità, applicando metodi analitici a materiali di riferimento certificati o tramite un confronto incrociato con un laboratorio accreditato.

6.3 Fattori di calcolo - requisiti specifici

Oltre agli approcci generali per la determinazione dei fattori di calcolo (valori standard / analisi) esaminati nella sezione 6.2 e la panoramica generale fornita nelle sezioni 4.3.1 e 4.3.2, nell'MRR sono stabilite alcune norme per ciascun settore. Tali norme sono esaminate di seguito.

6.3.1 Fattore di emissione

L'articolo 3, paragrafo 13, dell'MRR così recita: «“fattore di emissione”, il tasso di emissione medio di un gas a effetto serra riferito ai dati relativi all'attività di un flusso di fonti ipotizzando l'ossidazione completa per la combustione e la conversione completa per tutte le altre reazioni chimiche». Inoltre l'articolo 3, paragrafo 35, è importante per i materiali contenenti biomassa e dispone quanto segue: «“fattore di emissione preliminare”, fattore di emissione totale presunto di un combustibile o materiale misto calcolato in base al contenuto totale di carbonio costituito da una frazione di biomassa e da una frazione fossile, prima di moltiplicarlo con la frazione fossile per ottenere il fattore di emissione».

Importante: secondo la sezione 2.1 dell'allegato II dell'MRR, se per un combustibile o materiale misto è determinata una frazione di biomassa, i livelli definiti faranno riferimento al fattore di emissione *preliminare*. Questo significa che i livelli sono sempre applicabili a parametri individuali.



Come indicato dalla definizione, il fattore di emissione è il fattore stechiometrico che trasforma il tenore di carbonio (fossile) di un materiale nella massa equivalente di CO₂ (fossile) che si presume sia emessa. L'adeguamento per reazioni incomplete è gestito tramite il fattore di ossidazione o conversione. Tuttavia, come menzionato all'articolo 37, paragrafo 1, talvolta gli inventari nazionali non utilizzano i fattori di ossidazione o conversione (ossia quei fattori che sono fissati al 100%), ma hanno l'adeguamento per reazione incompleta inclusa nel fattore di emissione. Laddove tali fattori siano utilizzati come valori standard ai sensi dell'articolo 31, paragrafo 1, lettera b), i gestori dovrebbero consultare l'autorità competente, in caso di dubbio.

Per le emissioni da combustione, il fattore di emissione è espresso in relazione al contenuto energetico (NCV) del combustibile, piuttosto che della sua massa o del suo volume. L'autorità competente può comunque autorizzare il gestore a impiegare, per un combustibile, un fattore di emissione espresso in t CO₂/t o t CO₂/Nm³, se l'utilizzo di un fattore di emissione espresso in t CO₂/TJ comporta costi sproporzionatamente elevati o se, utilizzando tale fattore di emissione, le emissioni possono essere calcolate con un grado di accuratezza perlomeno equivalente (articolo 36, paragrafo 2).

Laddove il livello applicabile richieda che il fattore di emissione sia determinato tramite analisi, il tenore di carbonio deve essere analizzato. Laddove un combustibile o un materiale contenga del carbonio organico e inorganico⁸⁷, normalmente deve essere determinato il tenore di carbonio totale. Si noti che il carbonio inorganico è sempre considerato fossile.



⁸⁷ Per esempio, la carta contiene carbonio organico (fibre di cellulosa, resine ecc.) nonché carbonio inorganico (additivi di carbonato).

Per i combustibili, deve essere determinato anche il potere calorifico netto (a seconda del livello, questo può richiedere un'altra analisi dello stesso campione).

Se il fattore di emissione di un combustibile espresso in t CO₂/TJ è calcolato dal tenore di carbonio, è utilizzata la seguente equazione:

$$EF = CC \cdot f / NCV \quad 11)$$

Se il fattore di emissione di un materiale o di un combustibile espresso in t CO₂/t è calcolato dal tenore di carbonio, è utilizzata la seguente equazione:

$$EF = CC \cdot f \quad 12)$$

I nomi variabili sono specificati nelle sezioni 4.3.1 e 4.3.2.

6.3.2 Potere calorifico netto (NCV, Net Calorific Value)

Poiché i dati relativi all'attività di combustibili devono essere riportati come contenuto energetico (cfr. sezione 4.3.1), il potere calorifico netto è un parametro importante da riportare. Questo consente alle comunicazioni di emissione di essere confrontate con le statistiche energetiche e con gli inventari nazionali GHG ai sensi dell'UNFCCC.

Nota: sebbene i dati relativi all'attività dei carburanti siano "NCV volte la quantità di combustibile", le definizioni di livello per i dati relativi all'attività fanno riferimento solo alla quantità di combustibile e l'NCV è un parametro separato (fattore di calcolo), per cui sono applicabili dei livelli individuali.

Tuttavia, in certi casi l'NCV non è indispensabile per il calcolo dell'emissione. Questo si verifica laddove:

- i fattori di emissione di combustibili siano espressi in t CO₂/t oppure in t CO₂/Nm³ (articolo 36, paragrafo 2⁸⁸);
- i combustibili siano utilizzati come elementi in entrata al processo; e
- i combustibili siano parte di un bilancio di massa.

In tali casi, l'NCV può essere determinato utilizzando un livello inferiore rispetto ad altri casi (articolo 26, paragrafo 5).

6.3.3 Fattore di ossidazione e fattore di conversione

Questi due fattori sono utilizzati per tener conto di una reazione incompleta. Quindi, se si vuole determinarli sulla base di analisi di laboratorio, il fattore sarebbe determinato come segue (fattore di ossidazione):

$$OF = 1 - C_{ash} / C_{comb} \quad 13)$$

dove:

OF.....indica il fattore di ossidazione [adimensionale]

⁸⁸ Questo può essere ammesso da parte dell'autorità competente, nell'ipotesi in cui l'utilizzo di un fattore di emissione espresso in t CO₂/TJ comporti costi sproporzionatamente elevati o quando sia possibile raggiungere con questo metodo un'accuratezza almeno equivalente.



C_{ash} è il carbonio contenuto in cenere, fuliggine e altre forme di carbonio non ossidate (escluso il monossido di carbonio, che è considerato equivalente molare delle emissioni di CO_2)

C_{comb} ... è il carbonio (totale) oggetto di combustione.

Le due variabili C sono espresse in [tonnellate C], ossia la quantità di materiale o combustibile per la concentrazione del carbonio in esso. Quindi non solo il tenore di carbonio della cenere deve essere determinato dalle analisi, ma anche il quantitativo di cenere deve essere determinato per il periodo per cui è determinato il fattore di ossidazione.

Ulteriori punti meritano di essere considerati conformemente all'articolo 37.

- A differenza di altri parametri, per tutte le categorie di impianti e di flussi di fonte, il livello 1 è il livello minimo applicabile. Questo è equivalente a $OF = 1$ oppure $CF = 1$, ossia consiste in una stima conservativa.
- Le autorità competenti sono autorizzate a chiedere ad un gestore l'utilizzo del livello 1. Come delineato nella sezione 6.3.1, questo potrebbe avvenire perché in alcuni casi l'effetto della reazione incompleta è stato incluso nel fattore di emissione.
- Laddove siano utilizzati vari combustibili in un impianto e sia richiesto il livello 3 (ossia analisi di laboratorio), il gestore può scegliere una delle due seguenti opzioni:
 - determinazione di un fattore di ossidazione aggregato per l'intero processo di combustione, da applicarsi a tutti i flussi di fonte presenti, oppure
 - attribuzione dell'ossidazione incompleta a un flusso di fonte di maggiore entità e utilizzo di $OF = 1$ per gli altri flussi di fonte.
- Laddove la biomassa e i combustibili misti siano utilizzati, il gestore deve dimostrare che si evita una stima in difetto delle emissioni.

6.3.4 Tenore di carbonio in caso di bilancio di massa

Vista la stretta relazione tra il fattore di emissione nella metodologia standard e il tenore di carbonio in caso di bilancio di massa, le voci discusse nella sezione 6.3.1 (fattore di emissione) si applicano a seconda dei casi. In particolare, le analisi sono applicabili allo stesso modo e i valori standard forniti nell'allegato VI dell'MRR possono essere convertiti in valori standard per il tenore di carbonio, utilizzando le formule date nella sezione 4.3.2.

6.3.5 Frazione di biomassa



New!

Una linea guida diversa è fornita⁸⁹ per le questioni inerenti alla biomassa. Queste tematiche riguardano:

- criteri per la fissazione a zero del tasso della biomassa (ossia se sia ammesso fissare il fattore di emissione a zero). In particolare, sono delineati gli approcci pratici per l'applicazione dei criteri di sostenibilità della direttiva RES⁹⁰;
- determinazione della frazione di biomassa (articolo 39);
- semplificazioni, in particolare per quanto concerne la determinazione dei dati relativi all'attività (articolo 38);
- un elenco dei materiali di biomassa.

6.4 Emissioni di PFC

La sezione 8 dell'allegato IV del regolamento M&R descrive la determinazione delle emissioni di PFC (perfluorocarburi). Le emissioni di PFC sono attualmente coperte solo dall'ETS per l'attività "produzione di alluminio primario". I gas da monitorare sono il CF₄ e il C₂F₆. Occorre includere le emissioni derivanti da effetti anodici, comprese le emissioni fuggitive.

L'MRR specifica che "si applicano le indicazioni contenute nelle linee guida IPCC 2006 nella versione più recente (livello 3, sezione 4.4.2.4)". Tali linee guida sono l'"*Aluminium sector greenhouse gas protocol*" (Protocollo sui gas a effetto serra nel settore dell'alluminio) pubblicato dall'*International Aluminium Institute* (IAI – Istituto internazionale sull'alluminio)⁹¹. Detto documento utilizza un approccio basato sui calcoli, che si distacca notevolmente dall'approccio basato sui calcoli delineato nella sezione 4.3.1. L'MRR autorizza due metodi diversi: il metodo "slope" (pendenza) e il metodo "overvoltage" (sovratensione). Il metodo da applicare dipende dalle apparecchiature del processo di controllo dell'impianto.

Mentre l'MRR descrive i requisiti di principio e le formule di calcolo, altri dettagli sui metodi applicabili dovrebbero essere tratti dalle linee guida di cui sopra. Si noti che le linee guida dell'IAI non sono applicabili per le emissioni di CO₂ provenienti dalla produzione primaria di alluminio e dalla produzione anodica. Al contrario, occorre utilizzare i normali metodi di calcolo MRR.

Per il calcolo delle emissioni di CO_{2(e)} dalle emissioni di CF₄ e di C₂F₆, il gestore utilizzerà la seguente formula:

$$Em = Em(CF_4) \cdot GWP_{CF_4} + Em(C_2F_6) \cdot GWP_{C_2F_6} \quad 14)$$

dove

Emindica le *emissioni espresse in t CO_{2(e)}*

⁸⁹ Documento d'orientamento n. 3. Come riferimento si consulti la sezione 2.3.

⁹⁰ RES è l'acronimo di fonti di energia rinnovabili (*Renewable Energy Sources*). La direttiva RES è la direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, scaricabile al seguente indirizzo:

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:IT:PDF>

⁹¹ Scaricabile all'indirizzo: <http://www.world-aluminium.org/media/filer/2012/06/12/fl0000234.pdf>

$Em(CF_4)$sono le emissioni di CF_4 in tonnellate

$Em(C_2F_6)$sono le emissioni di C_2F_6 in tonnellate

GWPè il potenziale di riscaldamento globale come elencato nell'allegato VI dell'MRR, sezione 3, tabella 6

7 APPROCCI SEMPLIFICATI

7.1 Impianti a basse emissioni



Per la definizione degli impianti a basse emissioni si veda la sezione 4.4.2. Per tali impianti, diverse semplificazioni si trovano all'articolo 47 dell'MRR e sono riportate di seguito.

- L'impianto può utilizzare un piano di monitoraggio semplificato (laddove lo Stato membro abbia fornito un modello adeguato); si veda la sezione 7.2.
- Il gestore può applicare un livello 1 come minimo per i dati relativi all'attività e i fattori di calcolo per tutti i flussi di fonte, a meno che non possa essere ottenuta una maggiore accuratezza senza sforzi aggiuntivi per il gestore (vale a dire non sono richieste giustificazioni riguardanti costi sproporzionatamente elevati).
- Al gestore non si chiede di fornire i documenti giustificativi menzionati all'articolo 12, paragrafo 1, nel momento in cui presenta un piano di monitoraggio per approvazione, ossia non occorre presentare
 - prove del fatto che i livelli richiesti sono rispettati (valutazione dell'incertezza; cfr. sezione 5.3), e
 - una valutazione del rischio come parte del sistema di controllo.
- Il gestore è esonerato dal comunicare i miglioramenti, rispondendo ai risultati del verificatore.
- Il gestore può determinare il quantitativo di combustibile o materiale, utilizzando i dati disponibili e documentati relativi agli acquisti e le variazioni stimate delle scorte, senza fornire una valutazione del rischio.
- Inoltre, egli è anche esonerato dall'includere l'incertezza di determinate scorte all'inizio e alla fine dell'anno nella valutazione dell'incertezza.
- Se il gestore utilizza le analisi di un laboratorio non accreditato, è necessaria una dimostrazione semplificata che riguardi la competenza del laboratorio⁹².

Tutti gli altri requisiti per gli impianti devono essere rispettati. Tuttavia, poiché un impianto a basse emissioni può applicare dei livelli inferiori, normalmente i requisiti generali di monitoraggio sono semplici da rispettare.

7.2 Altri impianti "semplici"

Per quanto possibile, il regolamento M&R mira a evitare costi sproporzionatamente elevati per gli impianti. Il concetto di "impianti a basse emissioni", come già introdotto dall'MRG 2007, è stato ritenuto utile, ma non sufficiente, data la presenza di molti impianti che partecipano all'EU ETS e risultano piuttosto semplici da monitorare, ma che non hanno potuto ricorrere ad alcune delle semplificazioni offerte agli impianti a basse emissioni.

⁹² Il gestore può utilizzare "qualsiasi laboratorio che sia tecnicamente competente e in grado di produrre risultati validi sotto il profilo tecnico utilizzando le procedure analitiche del caso, e fornisce le prove atte a dimostrare l'impiego delle misure di assicurazione della qualità di cui all'articolo 34, paragrafo 3". Per ulteriori dettagli si veda la sezione 6.2.2.

Prima di esaminare ulteriori elementi dell'MRR, occorre chiedersi come un piano di monitoraggio possa essere semplificato in generale, ossia come possa essere ridotto l'onere amministrativo per i gestori (di impianti "semplici"). In linea di principio, esistono tre aree che devono essere annoverate nel piano di monitoraggio (partendo dal presupposto che gli impianti "semplici" utilizzano sempre una metodologia basata su calcoli per il monitoraggio):

- monitoraggio dei dati di attività;
- determinazione dei fattori di calcolo e
- questioni relative all'organizzazione, compreso il flusso di dati e le procedure di controllo.

Al momento dell'analisi delle possibilità di semplificazione dell'MRR, emerge che i suoi requisiti sono comunque ampiamente proporzionati. Questo significa che se un impianto è effettivamente semplice, anche il monitoraggio è di semplice attuazione. Per il monitoraggio dei dati relativi all'attività, la semplificazione più ovvia è l'utilizzo delle fatture. Per i fattori di calcolo, solo i livelli più elevati richiedono uno sforzo maggiore, dovuto alle analisi di laboratorio da eseguire, mentre gli emettitori di entità ridotta normalmente hanno diritto ad utilizzare i valori standard. L'unica area che rimane per la semplificazione è costituita dalle questioni "di organizzazione" (di cui molti richiedono procedure scritte). È proprio in tale contesto che interviene l'articolo 13 dell'MRR.

Il regolamento M&R prevede un approccio flessibile per consentire semplificazioni, laddove ritenuto opportuno dall'autorità competente. L'articolo 13, paragrafo 1 dell'MRR, consente agli Stati membri di autorizzare i gestori all'utilizzo di piani di monitoraggio standardizzati o semplificati, per cui gli Stati membri possono pubblicare modelli, basati sui modelli e sulle linee guida pubblicate dalla Commissione. Detto articolo cita in particolare la possibilità che tali modelli includano descrizioni (standardizzate) del flusso di dati e delle procedure di controllo (cfr. sezione 5.5).

I modelli *ad hoc* possono risolvere due problemi: in primo luogo, il contenuto minimo dei piani di monitoraggio, contenuto nell'allegato I dell'MRR nonché nei modelli elettronici per i piani di monitoraggio forniti dalla Commissione, mira a evitare lacune nei piani di monitoraggio degli impianti complessi. Il pieno soddisfacimento di tali esigenze può determinare oneri eccessivi per i gestori di impianti di piccole dimensioni o semplici.

In secondo luogo, potrebbero esservi alcuni elementi dei piani di monitoraggio che si applicano, in modo simile, a molti impianti. Sarebbe considerata una semplificazione per i gestori se ci fossero dei testi standardizzati a loro disposizione da utilizzare a seconda dei casi, piuttosto che sviluppare ogni aspetto da soli. Un ulteriore miglioramento dell'efficienza, nel processo di approvazione dei piani di monitoraggio, emerge nel caso in cui le stesse autorità competenti diffondano informazioni su blocchi di testo ritenuti adeguati in situazioni standard.

7.2.1 Approccio pratico alle semplificazioni

Rammentando la natura e il funzionamento dei modelli dei piani di monitoraggio forniti dalla Commissione, per gli Stati membri che vogliono avvalersi dell'articolo 13, sembra più pratico fornire versioni modificate del modello originale di piano di monitoraggio della Commissione. Questi modelli modificati pos-

New!
Simplified!



sono essere adattati alle esigenze di impianti semplici in particolare attraverso due elementi:

- nascondendo fogli o sezioni del modello⁹³ non pertinenti;
- inserendo blocchi di testo standard nel modello, per esempio fonti di dati standard (inventari nazionali GHG, ecc.) oppure valori standard, flusso di dati semplice e procedure di controllo.

Un simile approccio sosterebbe anche quei gestori che possono usare solo parti dei modelli di piano di monitoraggio semplificati o standardizzati.

Si noti che le semplificazioni introdotte nei modelli devono essere adeguate per i tipi di impianti per cui sono sviluppati questi modelli.



7.2.2 Determinazione del campo di applicazione per gli approcci semplificati



Lo strumento centrale per la determinazione dell'adeguatezza o delle semplificazioni è la valutazione del rischio⁹⁴. Le autorità competenti possono autorizzare qualsiasi uso di un approccio standardizzato e semplificato nel piano di monitoraggio, solo quando questo non determina un rischio eccessivo di inesattezze nella comunicazione delle emissioni. Poiché ogni impianto è diverso dall'altro, non è sempre giusto definire un unico modello di semplificazione ampia per una vasta tipologia di impianti. Al contrario, l'MRR offre flessibilità alle autorità competenti, richiedendo però che qualsiasi semplificazione sia giustificabile sulla base di una valutazione semplificata del rischio.

È noto che una valutazione del rischio dettagliata può rappresentare uno sforzo sproporzionato per un'autorità competente. Pertanto, questi orientamenti forniscono alcuni indicatori sulla base dei quali le autorità competenti possono decidere se le semplificazioni possono essere autorizzate. Si propone di classificare gli impianti in uno dei tre gruppi seguenti:

1. tipi di impianti ritenuti troppo complessi per consentire semplificazioni ai sensi dell'articolo 13 (cfr. indicatori forniti nella sezione 7.2.2.1);
2. impianti considerati ammissibili per i piani di monitoraggio semplificati o standardizzati ai sensi dell'articolo 13 (cfr. sezione 7.2.2.2) e
3. impianti dove è richiesta una valutazione della singola situazione.

Nel terzo caso, le autorità competenti sono esortate a rifarsi al secondo comma dell'articolo 13, paragrafo 2, secondo cui dovrebbe essere il gestore a effettuare una valutazione del rischio per il suo impianto. In questo caso particolare, l'azione più adeguata consiste nell'applicare solo alcune delle semplificazioni offerte nei modelli di piano di monitoraggio standardizzati.

⁹³ Si noti che il modello originale non nasconde sezioni complete per ragioni di trasparenza. Le sezioni non pertinenti a causa di altre entrate di dati sono colorate automaticamente in grigio dal modello originale, ma non sono nascoste.

⁹⁴ Articolo 13, paragrafo 2: "Prima di approvare un piano di monitoraggio semplificato di cui al paragrafo 1, l'autorità competente esegue una valutazione dei rischi semplificata al fine di stabilire se le attività di controllo proposte e le procedure per le attività di controllo sono proporzionate ai rischi intrinseci e ai rischi di controllo individuati e giustifica il ricorso a tale piano di monitoraggio semplificato.

Se del caso, gli Stati membri possono richiedere al gestore o all'operatore aereo di svolgere personalmente la valutazione dei rischi di cui al precedente comma".

7.2.2.1 Impianti con rischi potenzialmente elevati

Le seguenti tipologie di impianto sono considerate troppo complesse per consentire la realizzazione di piani di monitoraggio semplificati. Essi sono:

- impianti che applicano approcci basati sulle misure (CEMS);
- impianti che eseguono attività dove i PFC o l' N_2O sono inclusi nell'allegato I della direttiva EU ETS;
- impianti per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio geologico di CO_2 , come riportato nell'allegato I della direttiva EU ETS;
- impianti che applicano una metodologia alternativa ai sensi dell'articolo 22 dell'MRR;
- impianti di categoria C che utilizzano altri flussi di fonte rispetto ai combustibili standard commerciali;
- impianti di categoria B e C che hanno almeno un flusso di fonte di maggiore entità per cui gli strumenti utilizzati non sono oggetto di controllo metrologico previsto dalla legislazione nazionale;
- impianti che devono usare le analisi di laboratorio ai sensi degli articoli da 33 a 35;
- impianti con più di tre flussi di fonte di maggiore entità da monitorare, oppure che applicano varie metodologie di monitoraggio (per esempio conteggio sui lotti e alcune misure continue per i dati relativi all'attività, vari piani di campionamento).

7.2.2.2 Impianti ammissibili per i piani di monitoraggio semplificati

Per le seguenti tipologie di impianto risulta generalmente consentita l'applicazione di piani di monitoraggio semplificati:

- impianti di categoria A e B che hanno solo gas naturale come flusso di fonte;
- impianti che utilizzano solo combustibili commerciali standard senza emissioni di processo;
- impianti che
 - possono utilizzare esclusivamente fatture per i dati relativi all'attività di monitoraggio,
 - utilizzano esclusivamente valori standard per i fattori di calcolo e
 - impiegano un numero limitato⁹⁵ di flussi di fonte con carbonio fossile;
- impianti a basse emissioni, se
 - solo flussi di fonte di minore entità e flussi di fonte *de minimis* non sono monitorati con l'utilizzo di fatture e valori standard,
 - l'impianto non usa i CEMS o approcci alternativi e

⁹⁵ Come orientamento, l'autorità competente dovrebbe eseguire una valutazione individuale se il numero di flussi di fonte è superiore a 10.

- l'impianto non svolge attività che determinano emissioni di PFC o di N₂O o attività quali cattura, trasporto e stoccaggio geologico di CO₂;
- gli impianti che emettono CO₂ fossile solo da flussi di fonte di minore entità o da flussi di fonte *de minimis*.

Tale elenco comprende anche tutti gli impianti che rispettano i criteri summenzionati, ma che devono monitorare in aggiunta uno o più flussi di fonte di biomassa. In altri termini, i flussi di fonte di biomassa non incidono sull'ammissibilità di approcci semplificati, come dimostra il seguente esempio.



Si parta dall'idea di un impianto di categoria A o B che abbia solo il gas naturale come flusso di fonte e che usi, in aggiunta, vari tipi di biomassa solida. Potrebbe trattarsi, per esempio, di un impianto a biomassa per il riscaldamento di un distretto, che utilizza gas naturale per coprire i periodi di maggior carico.

Se si ignora la biomassa, si rispetta il primo criterio sopramenzionato. Quindi risulta anche ammissibile per gli approcci semplificati in toto.

8 CEMS

8.1 Requisiti generali

Oltre a quanto esposto nella sezione 4.3.3 sulle metodologie basate sulle misurazioni, occorre tener conto di ulteriori punti.

- Diversamente dall'MRG 2007, ora i CEMS sono posti a pari livello con gli approcci basati sui calcoli, ossia non è più necessario dimostrare all'autorità competente che l'utilizzo dei CEMS fornisce una maggiore accuratezza rispetto all'approccio basato sui calcoli *utilizzando l'approccio del livello più accurato*. Comunque, i requisiti di livello minimo (cfr. sezione 5.2) sono stati definiti considerando l'applicabilità di livelli di incertezza confrontabili con quelli degli approcci basati sui calcoli. Pertanto, il gestore deve dimostrare all'autorità competente che quei livelli possono essere rispettati con i CEMS proposti. La Tabella 9 fornisce una panoramica dei livelli definiti per gli approcci basati sulle misurazioni.
- Le emissioni basate sulle misurazioni devono essere corroborate utilizzando un approccio basato sui calcoli. Tuttavia, non sono richiesti dei livelli specifici per questo calcolo. Si tratta quindi di una semplificazione notevole rispetto all'MRG 2007, dove dovevano essere applicati almeno i livelli inferiori.

New!

Data la natura non stechiometrica delle emissioni di N₂O provenienti dalla produzione di acido nitrico, non è richiesto alcun calcolo corroborante per tali emissioni.

- Il monossido di carbonio (CO) emesso nell'atmosfera sarà trattato come l'equivalente molare del CO₂ (articolo 43, paragrafo 1).
- Le misurazioni di concentrazione possono essere difficili nei flussi di gas con concentrazioni molto elevate di CO₂. Questo è particolarmente importante per la misurazione di CO₂ trasferito tra gli impianti per la cattura, i sistemi di condotti per il trasporto e gli impianti per lo stoccaggio geologico di CO₂. In tali casi, le concentrazioni di CO₂ possono essere determinate indirettamente, comportando la concentrazione di tutte le altre componenti del gas e sottraendole dal totale (equazione 3 nell'allegato VIII dell'MRR).
- Il flusso dei gas di combustione può essere determinato tramite una misurazione diretta oppure tramite un bilancio di massa⁹⁶, ricorrendo solo a parametri più semplici da misurare, nella fattispecie i flussi di materiale in entrata, il flusso d'aria in entrata e la concentrazione di O₂ e di altri gas, che devono essere anche misurati per altri scopi.
- Il gestore deve garantire che le apparecchiature di misurazione siano adatte per l'ambiente in cui sono utilizzate e che siano sottoposte a regolare manutenzione e taratura. Ciononostante, il gestore deve essere consapevole del fatto che, di tanto in tanto, le attrezzature possono non funzionare in modo appropriato. Pertanto, l'articolo 45 delinea come i dati dalle ore mancanti debbano essere sostituiti prudenzialmente. Il gestore deve pre-

New!

⁹⁶ L'articolo 43, paragrafo 5, autorizza l'uso di un "calcolo mediante un bilancio di massa adeguato, tenendo conto di tutti i parametri significativi sia al lato entrata, compresi — per le emissioni di CO₂ — almeno i carichi di materiale in entrata e l'efficienza del processo, sia al lato uscita, inclusi perlomeno il prodotto in uscita e la concentrazione di O₂, SO₂ e NO_x".

vedere delle disposizioni per tale sostituzione di dati, al momento dello sviluppo di un piano di monitoraggio⁹⁷.

- I gestori devono applicare l'EN 14181 ("Emissioni di fonte stazionarie - garanzia di qualità dei sistemi di misurazione automatizzata") per la garanzia della qualità. Tale norma richiede diverse attività:
 - QAL 1: verificare se i CEMS stiano rispettando i requisiti specificati. A tal fine va utilizzato l'EN ISO 14956 ("Qualità dell'aria. Valutazione dell'adeguatezza di una procedura di misurazione per confronto con l'incertezza richiesta della misura");
 - QAL 2: taratura e convalida del CEM;
 - QAL 3: valutazione costante della qualità durante l'operazione;
 - AST: test di vigilanza annuale

Secondo la norma, il QAL 2 e l'AST devono essere eseguiti da laboratori accreditati, mentre il QAL 3 è eseguito dal gestore. Occorre assicurare la competenza del personale che esegue i test.

Tale norma non copre la garanzia di qualità di qualsiasi raccolta dati e di qualsiasi sistema di elaborazione (ossia sistemi IT). Per questi il gestore deve garantire una valutazione di qualità adeguata tramite strumenti separati.

- Un'altra norma da applicare è l'EN 15259 ("Qualità dell'aria - Misurazione di emissioni da sorgente fissa - Requisiti delle sezioni e dei siti di misurazione e dell'obiettivo, del piano e del rapporto di misurazione").
- Tutti gli altri metodi applicati nel contesto dell'approccio basato sulle misure dovrebbero basarsi anche sulle norme EN. In mancanza di tali norme, i metodi utilizzati dovrebbero basarsi su norme ISO adeguate, su norme pubblicate dalla Commissione o su norme nazionali. In assenza di norme pubblicate applicabili, si ricorre a progetti di norme adeguati, agli orientamenti dell'industria sulle migliori prassi o ad altre metodologie scientificamente dimostrate, limitando gli errori sistematici di campionamento e misurazione.

Il gestore prende in considerazione tutti gli aspetti pertinenti del sistema di misurazione in continuo, compresa l'ubicazione delle apparecchiature, la taratura, la misurazione nonché l'assicurazione e il controllo della qualità.

- Il gestore provvede affinché i laboratori che effettuano misure, tarature e valutazioni delle apparecchiature pertinenti per la misurazione in continuo delle emissioni (CEMS) siano laboratori accreditati secondo la norma EN ISO/IEC 17025 per i metodi analitici o le attività di taratura in questione. Se il laboratorio non è accreditato, il gestore garantisce il soddisfacimento di requisiti equivalenti di cui all'articolo 34, paragrafi 2 e 3.

⁹⁷ Ai sensi del punto 4, lettera a), parte ii) dell'allegato I, sezione 1, all'MRR, il piano di monitoraggio deve contenere: "il metodo impiegato per stabilire se è possibile calcolare, per ciascun parametro, ore valide o periodi di comunicazione più brevi, e per sostituire i dati mancanti, conformemente all'articolo 45".

Tabella 9: Livelli definiti per i CEMS (cfr. sezione 1 dell'allegato VIII dell'MRR), espressi utilizzando le incertezze massime ammissibili per le emissioni orarie medie annuali.

	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Livello 4
Fonti di emissione di CO ₂	± 10%	± 7,5%	± 5%	± 2,5%
Fonti di emissione di N ₂ O	± 10%	± 7,5%	± 5%	N.P.
Trasferimento di CO ₂	± 10%	± 7,5%	± 5%	± 2,5%

8.2 Emissioni di N₂O

La sezione 16 dell'allegato IV dell'MRR affronta la questione del monitoraggio delle emissioni di N₂O da determinati processi di produzione chimica, contemplati dall'allegato I della direttiva EU ETS (produzione di acido nitrico, acido adipico, gliossale e acido gliossilico) o che potrebbero essere unilateralmente inclusi ai sensi dell'articolo 24 della direttiva (produzione di caprolattame). L'N₂O emesso dall'attività "combustione di combustibile" non è menzionato. Le emissioni di N₂O normalmente devono essere determinate utilizzando un approccio basato sulle misure.

Oltre ai punti citati alle sezioni 4.3.3 e 8.1, dovrebbero essere analizzati anche i seguenti punti specifici.

- Nella sottosezione B.3 della sezione 16 dell'allegato IV sono forniti requisiti specifici per la determinazione del flusso di gas effluente. Laddove sia necessario, la concentrazione di ossigeno deve essere misurata seguendo la sottosezione B.4.
- La sottosezione B.5 specifica i requisiti per il *calcolo* di talune emissioni periodiche di N₂O, non sottoposte ad abbattimento (per esempio in caso di malfunzionamento del sistema di abbattimento) e quando la misurazione non è tecnicamente realizzabile.

Per il calcolo delle emissioni di CO_{2(e)} dalle emissioni di N₂O, il gestore utilizzerà la seguente formula:

$$Em = Em(N_2O) \cdot GWP_{N_2O} \quad 15)$$

dove

Em sono le *emissioni espresse come t CO_{2(e)}*

$Em(N_2O)$ indica le emissioni di N₂O in tonnellate

GWP_{N_2O} è il potenziale di riscaldamento globale di N₂O come elencato nell'allegato VI dell'MRR, sezione 3, tabella 6

8.3 CO₂ trasferito / intrinseco e CCS

New!

8.3.1 CO₂ trasferito e CCS

L'MRR ha determinato notevoli cambiamenti rispetto all'MRG 2007, dove si affronta la questione del "CO₂ trasferito".

Ai sensi delle nuove norme, il CO₂ che non è emesso, bensì trasferito fuori da un impianto, può essere sottratto dalle emissioni dell'impianto solo se l'impianto ricevente rientra in una delle seguenti categorie (articolo 49, paragrafo 1):

- un impianto per la cattura dei gas a effetto serra ai fini del trasporto e dello stoccaggio geologico a lungo termine in un sito di stoccaggio autorizzato a norma della direttiva 2009/31/CE;
- una rete di trasporto dei gas a effetto serra ai fini dello stoccaggio geologico a lungo termine in un sito di stoccaggio autorizzato a norma della direttiva 2009/31/CE;
- un sito di stoccaggio autorizzato a norma della direttiva 2009/31/CE ai fini dello stoccaggio geologico a lungo termine.

In tutti gli altri casi, il CO₂ trasferito fuori dall'impianto conta come emissione dell'impianto originario.

Per poter eseguire il calcolo pertinente nel caso di una "catena CCS" (ossia numerosi impianti assieme che eseguono la cattura, il trasporto e lo stoccaggio geologico di CO₂), l'impianto ricevente deve aggiungere tale CO₂ alle sue emissioni (cfr. le sezioni da 21 a 23 dell'allegato IV dell'MRR), prima di poter nuovamente sottrarre il quantitativo trasferito al prossimo impianto o al prossimo sito di stoccaggio. Quindi, gli impianti CCS sono monitorati utilizzando una sorta di approccio di bilancio di massa, laddove un quantitativo di CO₂ che entra o esce dall'impianto (ossia ai punti di trasferimento) è monitorato utilizzando dei sistemi di misurazione in continuo.

Per questi sistemi di misurazione in continuo (CEMS), le norme specifiche per i CEMS (cfr. sezioni 4.3.3 e 8.1) si applicano *mutatis mutandis* (la parola "emissioni" è stata omessa da CEMS). In particolare, è applicabile la disposizione di misurazione "indiretta" di CO₂⁹⁸. Deve essere utilizzato il livello più elevato (livello 4), a meno che non siano dimostrati costi sproporzionatamente elevati oppure una non fattibilità tecnica. Come disposizione speciale, è importante identificare chiaramente gli impianti di trasferimento e di ricezione nella comunicazione annuale delle emissioni, utilizzando gli identificatori unici utilizzati anche nel sistema di registro ETS.

Per il monitoraggio tra gli impianti collegati, i gestori possono scegliere se determinare la misurazione presso l'impianto cedente o destinatario (articolo 48, paragrafo 3). Quando entrambi eseguono le misure e i risultati sono divergenti, dovrà essere utilizzata la media aritmetica di entrambi i valori misurati. Se lo scostamento è superiore all'incertezza dei sistemi di misurazione approvata nel piano di monitoraggio, i gestori considerano un valore applicando un adeguamento prudenziale, che necessita l'approvazione da parte dell'autorità competente.

⁹⁸ Vale a dire la determinazione della concentrazione di tutte le altre componenti del gas e la loro sottrazione dal totale (equazione 3 nell'allegato VIII dell'MRR).

8.3.2 CO₂ intrinseco

Mentre l'espressione "CO₂ trasferito" nell'MRR significa "CO₂ più o meno puro" (la direttiva CCS⁹⁹ prevede che il flusso di CO₂ "sia costituito in modo preponderante da CO₂"), l'espressione "CO₂ intrinseco" nell'MRR (articolo 48) fa riferimento al CO₂ che risulta da un'attività di cui all'allegato I ed è contenuto in un gas considerato un combustibile, come i gas di scarico provenienti da un altoforno o da alcune parti di raffinerie di olio minerale.

Per poter garantire una comunicazione coerente sia dell'impianto destinatario, che di quello cedente, sono applicabili i seguenti approcci:

- quando un impianto utilizza un combustibile contenente CO₂ intrinseco, il fattore di emissione (o nel caso di bilanci di massa, il tenore di carbonio) prende in considerazione il CO₂ intrinseco (ossia, il CO₂ forma una parte del flusso di fonte e il CO₂ intrinseco è conteggiato come emesso dall'impianto che effettivamente rilascia il CO₂);
- l'impianto che trasferisce il CO₂ all'altro impianto sottrae il CO₂ dalle sue emissioni. Normalmente questo avviene utilizzando un bilancio di massa. Il CO₂ intrinseco è semplicemente trattato nello stesso modo in cui è trattato un qualsiasi altro carbonio in quel flusso di fonte in uscita;
- un'eccezione è applicabile quando il CO₂ intrinseco è trasferito a un impianto non ETS: in questo caso, il CO₂ intrinseco deve essere conteggiato come emissione.

Per quanto riguarda il monitoraggio del punto di trasferimento, è applicabile lo stesso approccio applicato per il CO₂ trasferito, ossia i gestori possono scegliere di applicare la misurazione sia presso l'impianto cedente sia presso l'impianto destinatario [articolo 48, paragrafo 3); cfr. sezione 8.3.1 di cui sopra].

⁹⁹ Direttiva 2009/31/CE.

9 ALLEGATO

9.1 Acronimi

EU ETS.....	Sistema di scambio delle quote di emissioni dell'Unione europea
MRV	Monitoraggio, Comunicazione e Verifica
MRG 2007 ..	Linee guida di monitoraggio e di comunicazione
MRR.....	Regolamento concernente il monitoraggio e la comunicazione (regolamento M&R)
AVR	Regolamento accreditamento e verifica (regolamento A&V)
PM	Piano di monitoraggio
Autorizzazione	Autorizzazione delle emissioni GHG
CIM	Misure comunitarie di attuazione completamente armonizzate (ossia le norme di distribuzione sulla base dell'articolo 10 bis della direttiva EU ETS)
AC	Autorità competente
ETSG	Gruppo di sostegno ETS (un gruppo di esperti ETS sotto l'egida della rete IMPEL, che ha sviluppato importanti note di orientamento per l'applicazione dell'MRG 2007)
IMPEL	Rete dell'Unione europea per l'attuazione e il controllo del rispetto del diritto dell'ambiente (http://impel.eu)
AER	Comunicazione annuale delle emissioni
CEMS	Sistema per la misurazione in continuo delle emissioni
MPE	Errore massimo ammissibile (termine utilizzato comunemente nel controllo metrologico previsto dalla legislazione nazionale)
SM	Stato membro / Stati membri
CCS	Cattura e stoccaggio [geologico] del carbonio

9.2 Testi legislativi

Direttiva EU ETS: Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 2003, che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio; più recentemente modificata dalla direttiva 2009/29/CE. La versione consolidata può essere scaricata al seguente indirizzo: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:02003L0087-20090625:IT:NOT>

Regolamento M&R: Regolamento (UE) n. 601/2012 della Commissione, del 21 giugno 2012, concernente il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio. [http://eur-](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32012R0601:IT:NOT)

[lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:181:0030:0104:IT:PDF](http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:181:0030:0104:IT:PDF)

Regolamento A&V: Regolamento (UE) n. 600/2012 della Commissione, del 21 giugno 2012, sulla verifica delle comunicazioni delle emissioni dei gas a effetto serra e delle tonnellate-chilometro e sull'accREDITamento dei verificatori a norma della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2012:181:0001:0029:IT:PDF>

MRG 2007: Decisione 2007/589/CE della Commissione, del 18 luglio 2007, che istituisce le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio. Il download della versione consolidata contiene tutte le modifiche: MRG per le attività che emettono N₂O, attività dell'aviazione; cattura, trasporto in condotti e stoccaggio geologico di CO₂; e per le attività e i gas a effetto serra incluse solo dal 2013 in poi. Scaricabile all'indirizzo: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CONSLEG:2007D0589:20110921:IT:PDF>

Direttiva RES: Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE. Scaricabile all'indirizzo: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:IT:PDF>