



2025/2359

21.11.2025

REGOLAMENTO DELEGATO (UE) 2025/2359 DELLA COMMISSIONE

dell'8 luglio 2025

che integra la direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio precisando la metodologia di valutazione delle riduzioni di emissioni di gas a effetto serra da combustibili a basse emissioni di carbonio

(Testo rilevante ai fini del SEE)

LA COMMISSIONE EUROPEA,

visto il trattato sul funzionamento dell'Unione europea,

vista la direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, relativa a norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, che modifica la direttiva (UE) 2023/1791 e che abroga la direttiva 2009/73/CE ⁽¹⁾, in particolare l'articolo 9, paragrafo 5,

considerando quanto segue:

- (1) La metodologia di calcolo delle emissioni di gas a effetto serra dei combustibili a basse emissioni di carbonio dovrebbe tenere conto delle emissioni dell'intero ciclo di vita e delle emissioni indirette derivanti dalla diversione di input rigidi per produrre combustibili a basse emissioni di carbonio, nonché delle emissioni di metano a monte e dei tassi effettivi di cattura del carbonio. A fini di coerenza tra la metodologia stabilita dal presente regolamento e quella per valutare la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra ottenuta grazie ai carburanti rinnovabili di origine non biologica e ai carburanti derivanti da carbonio riciclato, è opportuno applicare approcci analoghi a quelli stabiliti nel regolamento delegato (UE) 2023/1185 della Commissione ⁽²⁾ per valutare la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra.
- (2) La metodologia stabilita dal regolamento delegato (UE) 2023/1185 si applica per calcolare la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra ottenuta grazie ai carburanti rinnovabili di origine non biologica e ai carburanti derivanti da carbonio riciclato, che sono una sottocategoria dei combustibili a basse emissioni di carbonio. È pertanto opportuno escludere i carburanti derivanti da carbonio riciclato dall'ambito di applicazione della metodologia stabilita dal presente regolamento.
- (3) Il quadro di certificazione dei combustibili a basse emissioni di carbonio stabilito dalla direttiva (UE) 2024/1788 è completamente allineato a quello stabilito dalla direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽³⁾ per i combustibili rinnovabili. Le materie prime utilizzate per produrre combustibili a basse emissioni di carbonio e i combustibili stessi dovrebbero pertanto essere tracciati attraverso la banca dati dell'Unione, alla stregua delle materie prime utilizzate per produrre combustibili rinnovabili e dei combustibili rinnovabili stessi. Per quanto riguarda il valore delle emissioni di metano a monte, è quindi opportuno distinguere tra singoli lotti di combustibili e di materie prime sulla base del profilo di prestazione in materia di metano del fornitore che fornisce il combustibile utilizzato per produrre il combustibile a basse emissioni di carbonio.
- (4) Il potenziale di riscaldamento globale dell'idrogeno non è stato ancora determinato con il livello di precisione necessario per poterlo includere nella metodologia di calcolo delle emissioni di gas a effetto serra. È pertanto opportuno aggiungere i valori del potenziale di riscaldamento globale dell'idrogeno non appena si disponga di prove scientifiche sufficientemente mature da applicarle nelle metodologie di calcolo delle emissioni di gas a effetto serra per misurare l'impatto delle perdite di idrogeno nell'intera catena di approvvigionamento sia dei combustibili a basse emissioni di carbonio sia dei combustibili rinnovabili di origine non biologica.

⁽¹⁾ GU L, 2024/1788, 15.7.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1788/oj>.

⁽²⁾ Regolamento delegato (UE) 2023/1185 della Commissione, del 10 febbraio 2023, che integra la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio definendo la soglia minima di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dei carburanti derivanti da carbonio riciclato e precisando la metodologia di valutazione delle riduzioni di emissioni di gas a effetto serra da carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto e da carburanti derivanti da carbonio riciclato (GU L 157 del 20.6.2023, pag. 20, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2023/1185/oj).

⁽³⁾ Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (GU L 328 del 21.12.2018, pag. 82, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>).

- (5) La metodologia dovrebbe considerare riduzioni le emissioni catturate e stoccate in modo permanente in un sito di stoccaggio geologico, comprese quelle rilasciate in paesi terzi e stoccate fuori dall'Unione, purché il diritto nazionale applicabile garantisca l'individuazione e la riparazione delle perdite in linea con le disposizioni giuridiche vigenti nell'UE, e purché le perdite siano prese in considerazione in modo da non essere accreditate come riduzioni. Non dovrebbe essere ammessa l'iniezione in siti di stoccaggio geologico in cui si verificano perdite ripetute. Attualmente le quote non da restituire sono solo quelle corrispondenti alle emissioni disciplinate dall'EU ETS stoccate in un sito autorizzato a norma della direttiva 2009/31/CE. Vi sono opportunità di cooperazione transfrontaliera nella cattura e nello stoccaggio del carbonio. I siti di stoccaggio di emissioni EU ETS nei paesi terzi che non hanno un ETS collegato potrebbero in futuro essere riconosciuti se sussistono condizioni equivalenti che garantiscano lo stoccaggio geologico permanente e sicuro del CO₂ catturato, anche da un punto di vista ambientale, purché lo stoccaggio non sia utilizzato per aumentare il recupero di idrocarburi e purché porti a una riduzione complessiva delle emissioni.
- (6) A fini di coerenza tra la metodologia stabilita dal presente regolamento e quella di cui al regolamento delegato (UE) 2023/1185 per i carburanti rinnovabili di origine non biologica e i carburanti derivanti da carbonio riciclato, è opportuno stabilire norme atte a garantire che l'intensità di emissione dell'idrogeno a basse emissioni di carbonio e l'intensità di emissione dell'idrogeno rinnovabile prodotto in un elettrolizzatore nello stesso periodo siano sempre le stesse e che le quote di energia comunicate siano coerenti.
- (7) Per attuare il Green Deal europeo occorre sostituire rapidamente i combustibili fossili usati nella produzione di energia elettrica. Sia l'idrogeno rinnovabile che quello a basse emissioni di carbonio contribuiranno alla transizione verso l'energia pulita. Le metodologie applicabili a ciascuno di essi, pur con basi giuridiche diverse, dovrebbero essere coerenti fra loro e tenere conto tanto delle specificità tecnologiche quanto dell'efficienza economica. La Commissione dovrebbe iniziare quanto prima a valutare la possibilità di introdurre approcci alternativi per il riconoscimento dell'energia elettrica a basse emissioni di carbonio prodotta da centrali nucleari, sulla base di criteri adeguati. Entro il 30 giugno 2026 la Commissione dovrebbe avviare una consultazione pubblica su un progetto di metodologia che delinei tali criteri. La Commissione dovrebbe altresì valutare l'impatto e le implicazioni derivanti dalla valutazione dell'intensità delle emissioni di gas a effetto serra dell'energia elettrica con l'ausilio di valori medi. Tali valutazioni devono prendere in considerazione l'impatto complessivo che tali approcci hanno sul sistema energetico (anche per quanto riguarda la sua efficienza economica e il completamento delle interconnessioni), il potenziale di riduzione delle emissioni e l'importanza di mantenere condizioni di parità con l'energia elettrica pienamente rinnovabile quale definita nel regolamento delegato (UE) 2023/1184 della Commissione ⁽⁴⁾, come pure la necessità di salvaguardare i progetti esistenti,

HA ADOTTATO IL PRESENTE REGOLAMENTO:

Articolo 1

Il presente regolamento specifica la metodologia per calcolare la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra ottenuta grazie ai combustibili a basse emissioni di carbonio diversi dai carburanti derivanti da carbonio riciclato.

Articolo 2

La riduzione delle emissioni di gas a effetto serra ottenuta grazie ai combustibili a basse emissioni di carbonio diversi dai carburanti derivanti da carbonio riciclato è calcolata secondo la metodologia di cui all'allegato.

⁽⁴⁾ Regolamento delegato (UE) 2023/1184 della Commissione, del 10 febbraio 2023, che integra la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio definendo una metodologia dell'Unione che stabilisce norme dettagliate per la produzione di carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto (GU L 157 del 20.6.2023, pag. 11, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj).

*Articolo 3***Monitoraggio e riesame**

Entro il 1° luglio 2028 la Commissione valuta l'impatto dell'introduzione di soluzioni alternative, in particolare per considerare l'energia elettrica a basse emissioni di carbonio da centrali nucleari, sulla base di opportuni criteri, e di approcci che considerano l'intensità delle emissioni di gas a effetto serra dell'energia elettrica sulla base di medie. La valutazione tiene conto dell'impatto che queste soluzioni hanno sul sistema energetico e sulla riduzione delle emissioni, come pure della necessità di mantenere condizioni di parità con l'approvvigionamento di energia elettrica pienamente rinnovabile. Nel valutare le modifiche dei criteri, la Commissione prenderà in considerazione la necessità di salvaguardare i progetti esistenti.

Articolo 4

Il presente regolamento entra in vigore il ventesimo giorno successivo alla pubblicazione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*.

Il presente regolamento è obbligatorio in tutti i suoi elementi e direttamente applicabile in ciascuno degli Stati membri.

Fatto a Bruxelles, l'8 luglio 2025

Per la Commissione

La presidente

Ursula VON DER LEYEN

ALLEGATO

Metodologia di calcolo della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dai combustibili a basse emissioni di carbonio diversi dai carburanti derivanti da carbonio riciclato

A. METODOLOGIA

1. Le emissioni di gas a effetto serra generate dalla produzione e dall'uso di combustibili a basse emissioni di carbonio diversi dai carburanti derivanti da carbonio riciclato sono calcolate secondo la seguente formula:

$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs} - e_{ccu}$$

dove:

- E = totale delle emissioni derivanti dall'uso del combustibile (g CO₂eq/MJ di combustibile);
- e_i = $e_{i\text{ elastic}} + e_{i\text{ rigid}} - e_{ex\text{ use}}$: emissioni derivanti dall'approvvigionamento di input (g CO₂eq/MJ di combustibile);
- $e_{i\text{ elastic}}$ = emissioni derivanti da input elastici (g CO₂eq/MJ di combustibile);
- $e_{i\text{ rigid}}$ = emissioni derivanti da input rigidi (g CO₂eq/MJ di combustibile);
- $e_{ex\text{ use}}$ = emissioni derivanti dall'attuale uso o destinazione degli input (g CO₂eq/MJ di combustibile);
- e_p = emissioni derivanti dalla lavorazione (g CO₂eq/MJ di combustibile);
- e_{td} = emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione (g CO₂eq/MJ di combustibile);
- e_u = emissioni derivanti dalla combustione al momento dell'uso finale del combustibile (g CO₂eq/MJ di combustibile);
- e_{ccs} = riduzioni nette delle emissioni grazie alla cattura e allo stoccaggio geologico di carbonio (g CO₂eq/MJ di combustibile);
- e_{ccu} = riduzioni nette delle emissioni grazie alla cattura e al legame chimico permanente del carbonio in prodotti di lunga durata (g CO₂eq/MJ).

Non si tiene conto delle emissioni dovute alla produzione di macchinari e apparecchiature.

L'intensità delle emissioni di gas a effetto serra dei combustibili a basse emissioni di carbonio è calcolata dividendo le emissioni totali del processo relative a ciascun elemento della formula per la quantità totale di combustibile ottenuto dal processo ed è espressa in grammi di CO₂ equivalente per MJ di combustibile (g CO₂eq/MJ di combustibile). Se un combustibile è un mix di combustibili a basse emissioni di carbonio e di altri combustibili, si considera che tutti i tipi di combustibili abbiano la stessa intensità di emissione. Fa eccezione alla regola la co-lavorazione in cui i combustibili a basse emissioni di carbonio, i combustibili rinnovabili di origine non biologica, i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa sostituiscono solo parzialmente un input di combustibile fossile convenzionale rilevante in un processo.

In questo caso, nel calcolo dell'intensità delle emissioni di gas a effetto serra si distingue, in proporzione del valore energetico degli input energetici rilevanti, tra:

- la parte del processo che si basa sull'input di combustibile fossile convenzionale come pure su biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa, e
- la parte del processo che si basa sui combustibili a basse emissioni di carbonio e sui combustibili rinnovabili di origine non biologica, nell'ipotesi che le parti del processo siano altrimenti identiche.

Se nel processo sono utilizzati più input energetici rilevanti, la delimitazione tra le due parti del processo è determinata in base alla quota di input considerati combustibili a basse emissioni di carbonio o combustibili rinnovabili di origine non biologica che sostituisce la quota più alta di input di combustibile fossile convenzionale ⁽¹⁾.

⁽¹⁾ Questa quota è determinata confrontando lo stesso tipo di input, ad esempio la quota di idrogeno a basse emissioni di carbonio in tutto l'idrogeno utilizzato nel processo.

I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa utilizzati nel processo sono presi in considerazione nel calcolo dell'intensità delle emissioni solo se sono utilizzati come input energetici non rilevanti, se sono utilizzati nella parte del processo delimitata come indicato sopra ⁽²⁾ o se le materie prime utilizzate nel processo includono già dall'inizio una quota biogenica, come nel caso dei rifiuti urbani indifferenziati. L'intensità di emissione di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa è determinata conformemente alle norme di cui all'articolo 31 della direttiva (UE) 2018/2001.

L'intensità delle emissioni di gas a effetto serra dei combustibili a basse emissioni di carbonio può essere calcolata come media dell'intera produzione di combustibili durante un periodo massimo di un mese di calendario ⁽³⁾. Se però come input per produrre idrogeno in un elettrolizzatore si usa energia elettrica pienamente conteggiata come rinnovabile secondo la metodologia di cui all'articolo 27, paragrafo 6, della direttiva (UE) 2018/2001, l'intervallo di tempo deve essere conforme ai requisiti applicabili alla correlazione temporale, salvo che non si applichi alcun requisito specifico sulla correlazione temporale. I valori di intensità delle emissioni di gas a effetto serra calcolati per singoli intervalli di tempo possono servire per calcolare l'intensità media delle emissioni di gas a effetto serra per un periodo massimo di un mese, a condizione che i singoli valori calcolati per ciascun periodo di tempo rispettino la soglia minima di riduzione del 70 %.

2. La riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dai combustibili a basse emissioni di carbonio diversi dai carburanti derivanti da carbonio riciclato è calcolata secondo la seguente formula:

$$\text{Riduzione} = (E_F - E) / E_F$$

dove:

E = emissioni totali derivanti dall'uso del combustibile;

E_F = emissioni totali derivanti dal combustibile fossile di riferimento.

Per tutti i combustibili a basse emissioni di carbonio, le emissioni totali del combustibile fossile di riferimento sono pari a quelle del combustibile fossile di riferimento per i carburanti rinnovabili di origine non biologica di cui al regolamento delegato (UE) 2023/1185.

3. Se l'output di un processo non rientra totalmente tra i combustibili a basse emissioni di carbonio diversi dai carburanti derivanti da carbonio riciclato, la frazione di combustibili a basse emissioni di carbonio diversi dai carburanti derivanti da carbonio riciclato si calcola dividendo il rispettivo input energetico per il totale degli input energetici rilevanti nel processo ⁽⁴⁾.

L'energia pertinente degli input materiali è il potere calorifico inferiore dell'input materiale che entra nella struttura molecolare del combustibile ⁽⁵⁾.

Nel caso dell'energia elettrica usata per aumentare il potere calorifico del combustibile o dei prodotti intermedi, l'energia pertinente è quella dell'energia elettrica.

Per i gas di scarico industriali, l'energia pertinente è l'energia del gas di scarico basata sul potere calorifico inferiore. Per il calore usato per aumentare il potere calorifico del combustibile o dei prodotti intermedi, l'energia pertinente è l'energia utile del calore usato per sintetizzare il combustibile. Per calore utile si intende l'energia termica totale moltiplicata per il rendimento di Carnot definito nell'allegato V, parte C, punto 1, lettera b), della direttiva (UE) 2018/2001. Gli altri input sono presi in considerazione solo per calcolare l'intensità delle emissioni del combustibile.

⁽²⁾ I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa possono far parte del processo delimitato se sostituiscono un input diverso da quello di combustibile fossile convenzionale, in cui i combustibili a basse emissioni di carbonio e i combustibili rinnovabili sostituiscono la quota più alta.

⁽³⁾ Se nello stesso impianto sono prodotti sia combustibili rinnovabili di origine non biologica che combustibili a basse emissioni di carbonio, il periodo scelto a norma del regolamento (UE) 2023/1185 e quello scelto conformemente alla presente metodologia coincidono.

⁽⁴⁾ Se il combustibile è ottenuto con più processi successivi si calcola la frazione per ciascun processo, a meno che non sia prassi corrente del settore integrare i processi, tecnicamente e geograficamente.

⁽⁵⁾ Negli input materiali contenenti acqua, come potere calorifico inferiore si prende quello della frazione secca (cioè senza tener conto dell'energia necessaria per far evaporare l'acqua). I carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto usati come prodotti intermedi per la produzione di carburanti convenzionali e biocarburanti non sono presi in considerazione.

4. Nel calcolare le emissioni derivanti dall'approvvigionamento di input e i occorre distinguere tra input elastici e rigidi: sono rigidi gli input la cui offerta non può essere ampliata per soddisfare una domanda supplementare. Tutti gli input che possono essere considerati fonti di carbonio per la produzione di carburanti derivanti da carbonio riciclato sono quindi rigidi, come anche gli output prodotti in proporzione fissa mediante un processo integrato⁽⁶⁾ e che rappresentano meno del 10 % del valore economico dell'output; se rappresentano il 10 % o più del valore economico, sono considerati elastici. In linea di principio, sono elastici gli input la cui offerta può essere aumentata per soddisfare la domanda supplementare. I prodotti petroliferi delle raffinerie rientrano in questa categoria in quanto le raffinerie possono modificare il rapporto tra i loro prodotti. Le emissioni derivanti dagli input di energia e materiali nelle operazioni di cattura e stoccaggio del carbonio (CCS) (ad esempio dalla combustione di combustibile, dall'uso di calore ed energia elettrica, da materiali e sostanze chimiche) si calcolano in base a quanto indicato nei punti da 5 a 11 sugli input di processo.
5. All'energia elettrica che può essere pienamente conteggiata come rinnovabile ai sensi dell'articolo 27, paragrafo 6, secondo e terzo comma, della direttiva (UE) 2018/2001 sono attribuite zero emissioni di gas a effetto serra.
6. All'energia elettrica che non può essere considerata pienamente rinnovabile ai sensi dell'articolo 27, paragrafo 6, secondo e terzo comma, della direttiva (UE) 2018/2001 ed è usata per produrre combustibili a basse emissioni di carbonio si applica uno dei quattro metodi alternativi seguenti per attribuire in ogni anno civile i valori delle emissioni di gas a effetto serra:
 - a) i valori delle emissioni di gas a effetto serra sono attribuiti in base alle medie annue stabilite nella parte C;
 - b) i valori delle emissioni di gas a effetto serra sono attribuiti in base alle emissioni medie orarie di gas a effetto serra del mix elettrico al momento della produzione dei combustibili a basse emissioni di carbonio nella zona di offerta, secondo le previsioni dei gestori dei sistemi di trasmissione per il mercato del giorno prima per la zona di offerta in cui sono prodotti i combustibili a basse emissioni di carbonio due ore prima dell'orario di chiusura del mercato del giorno prima. Se disponibile, si applica a tal fine una metodologia armonizzata. Fino a quando non sarà stabilita una metodologia armonizzata, la metodologia deve essere stata approvata dall'autorità competente;
 - c) i valori delle emissioni di gas a effetto serra sono attribuiti in funzione del numero di ore a pieno carico dell'impianto che produce i combustibili in questione. Se il numero di ore a pieno carico è pari o inferiore al numero di ore in cui il prezzo marginale dell'energia elettrica è stato fissato da impianti che producono energia elettrica da fonti rinnovabili o centrali nucleari nell'anno civile precedente per il quale sono disponibili dati affidabili, all'energia elettrica di rete usata nel processo di produzione dei combustibili a basse emissioni di carbonio è attribuito un valore di emissione di gas a effetto serra pari a 0 g CO₂eq/MJ; se il numero di ore a pieno carico è superiore, all'energia elettrica di rete usata nel processo di produzione dei combustibili a basse emissioni di carbonio è attribuito un valore di emissione di gas a effetto serra pari a 183 g CO₂eq/MJ;
 - d) i valori delle emissioni di gas a effetto serra sono calcolati come media oraria, in base al valore delle emissioni di gas a effetto serra della tecnologia marginale che fissa il prezzo di equilibrio dell'energia elettrica in un dato periodo rilevante di mercato al momento della produzione dei combustibili a basse emissioni di carbonio nella zona di offerta. È possibile ricorrere a questa opzione solo se il valore è stato reso pubblico dal gestore del sistema di trasmissione nazionale.

Se si usa il metodo di cui alla lettera c), lo si applica a tutta l'energia elettrica utilizzata per produrre combustibili a basse emissioni di carbonio, compresa l'energia elettrica che può essere pienamente conteggiata come rinnovabile ai sensi dell'articolo 27, paragrafo 6, secondo e terzo comma, della direttiva (UE) 2018/2001.

⁽⁶⁾ Tra i processi integrati figurano quelli che

- si svolgono nello stesso complesso industriale e
- riutilizzano il calore o altri output difficili da trasportare provenienti da uno dei processi.

7. Le emissioni di gas a effetto serra di input elastici ottenuti con un processo integrato sono calcolate sulla base dei dati del processo di produzione effettivo. Sono incluse tutte le emissioni derivanti dalla produzione degli input lungo l'intera catena di approvvigionamento (comprese le emissioni causate dall'estrazione dell'energia primaria necessaria per la produzione, la lavorazione e il trasporto degli input). Non sono incluse le emissioni di combustione relative al contenuto di carbonio degli input di combustibili ⁽⁷⁾.

Le emissioni di gas a effetto serra derivanti da input elastici che non sono ottenuti da un processo integrato sono calcolate in base ai valori figuranti nella parte B del presente allegato. Se l'input non figura nell'elenco, le informazioni sull'intensità di emissione possono essere ricavate dall'ultima versione della relazione JEC Well-To-Wheels, dalla banca dati ECOINVENT, da fonti ufficiali quali il gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico (IPCC), l'Agenzia internazionale per l'energia (AIE) o la pubblica amministrazione, da altre fonti verificate come le banche dati E3 e GEMIS (Global Emission Model for Integrated Systems) e dalle pubblicazioni sottoposte a revisione inter pares.

L'intensità di metano della produzione di input elastici a base fossile è calcolata come segue:

- a) è la somma dell'intensità di metano della produzione e del trasporto degli input;
- b) per gli input prodotti nell'Unione, l'intensità di metano della produzione di input elastici a base fossile è calcolata in base alle emissioni di metano comunicate dai produttori dell'Unione in conformità dell'articolo 12 del regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽⁸⁾ e, per gli input importati nell'Unione o utilizzati per produrre combustibili a basse emissioni di carbonio fuori dall'Unione, in base alle informazioni sulle emissioni di metano comunicate dagli importatori in conformità dell'articolo 28, paragrafi 1, 2 e 5, del regolamento (UE) 2024/1787 ⁽⁹⁾;
- c) per gli input prodotti nell'Unione, l'intensità di metano del trasporto di input elastici a base fossile è calcolata in base alle emissioni di metano comunicate dai produttori e dai gestori di attivi dell'Unione in conformità dell'articolo 12 del regolamento (UE) 2024/1787 e, per gli input importati nell'Unione o utilizzati per combustibili a basse emissioni di carbonio fuori dall'Unione, in base ai valori di stima delle emissioni di metano connesse al trasporto di petrolio greggio, gas naturale e carbone da paesi terzi, pubblicati nella banca dati per la trasparenza sul metano a norma dell'articolo 30, paragrafo 2, lettera d), punto ii), del regolamento (UE) 2024/1787, integrati dalle informazioni pertinenti sulle emissioni di metano comunicate dai gestori degli attivi in conformità dell'articolo 12 del regolamento (UE) 2024/1787 e dagli importatori in conformità dell'articolo 27, paragrafo 1, e dell'articolo 28, paragrafi 1, 2 e 5, così come dell'allegato IX del regolamento (UE) 2024/1787.

Tuttavia se non è possibile calcolare l'intensità di metano perché mancano i dati o se l'input non aumenta il potere calorifico del combustibile a basse emissioni di carbonio, l'intensità di metano degli input elastici a base fossile può essere il valore pertinente per le emissioni di metano a monte per unità di combustibile che figura nella parte B del presente allegato.

8. Il fornitore di ogni input elastico, tranne degli input i cui valori figurano nella parte B del presente allegato, calcola l'intensità delle emissioni ⁽¹⁰⁾ dell'input secondo le procedure illustrate nel presente allegato e comunica il valore alla fase di produzione successiva o al produttore del combustibile finale. La stessa regola si applica ai fornitori di input più a monte nella catena di approvvigionamento.

⁽⁷⁾ Se le intensità di carbonio sono ricavate dalla parte B del presente allegato, le emissioni di combustione non sono prese in considerazione perché sono conteggiate nella lavorazione o nelle emissioni di combustione del combustibile finale.

⁽⁸⁾ Regolamento (UE) 2024/1787 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia e che modifica il regolamento (UE) 2019/942 (GU L, 2024/1787, 15.7.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1787/oj>).

⁽⁹⁾ I valori comunicati sono calcolati secondo la metodologia stabilita dalla Commissione in conformità dell'articolo 29, paragrafo 4, del regolamento (UE) 2024/1787. Finché non sarà stabilita questa metodologia si possono applicare altri metodi scientifici, quali la metodologia del partenariato per il petrolio e il gas metano (OGMP 2.0), secondo il caso.

⁽¹⁰⁾ In linea con il punto 6, l'intensità delle emissioni non comprende le emissioni incorporate nel contenuto di carbonio dell'input fornito.

9. Le emissioni degli input rigidi ($e_{i \text{ rigid}}$) comprendono quelle derivanti dal loro cambio di destinazione rispetto a un uso precedente o alternativo. Tali emissioni tengono conto della perdita di produzione di energia elettrica, di calore o di prodotti in precedenza ricavati usando l'input, nonché di eventuali emissioni dovute a un trattamento supplementare dell'input e al trasporto. Si applicano le regole seguenti:
- a) le emissioni attribuite alla fornitura di input rigidi sono calcolate moltiplicando la perdita di produzione di energia elettrica, calore o altri prodotti per il relativo fattore di emissione. In caso di perdita di produzione di energia elettrica, sono da considerare i fattori di emissione per la produzione di energia elettrica di rete nel paese in cui si è verificato il cambio di destinazione d'uso, calcolati secondo la metodologia indicata al punto 5 o 6 ⁽¹¹⁾. Nel caso di cambio di destinazione d'uso di materiali, le emissioni da attribuire al materiale sostitutivo sono calcolate come per gli input materiali. Per i primi 20 anni dopo l'inizio della produzione di combustibili a basse emissioni di carbonio, la perdita di produzione di energia elettrica, calore e materiali è calcolata in base alla quantità media di energia elettrica e calore prodotta dall'input rigido negli ultimi tre anni prima dell'inizio della produzione dei combustibili a basse emissioni di carbonio. Dopo 20 anni di produzione, la perdita di produzione di energia elettrica, calore o altri prodotti è calcolata in base agli standard minimi di prestazione energetica ipotizzati nelle conclusioni sulle migliori tecnologie disponibili (BAT) pertinenti. Se il processo non è oggetto di conclusioni sulle BAT, la stima della perdita di produzione si basa su un processo comparabile che applica una tecnologia d'avanguardia;
 - b) nel caso di input rigidi che sono flussi intermedi nei processi industriali, quali gas di cokeria, gas di altoforno nelle acciaierie o gas di raffineria in una raffineria di petrolio, se l'effetto del cambio di destinazione verso la produzione di combustibile non può essere misurato direttamente, le emissioni dovute a tale cambio di destinazione sono calcolate in base a simulazioni del funzionamento dell'impianto prima e dopo essere stato modificato. Se la modifica dell'impianto ha comportato una riduzione della produzione di alcuni prodotti, le emissioni attribuite all'input rigido includono le emissioni associate alla sostituzione dei prodotti perduti;
 - c) se il processo si avvale di input rigidi provenienti da nuovi impianti si tiene conto dell'impatto del cambio di destinazione dell'input dall'uso alternativo più economico. Le conseguenze in termini di emissioni sono successivamente calcolate in base agli standard minimi di prestazione energetica ipotizzati nelle conclusioni sulle BAT pertinenti. Per i processi industriali che non sono oggetto di conclusioni sulle BAT, la riduzione delle emissioni è calcolata in base a un processo comparabile che applica una tecnologia d'avanguardia.
10. Le emissioni derivanti dall'attuale uso o destinazione ($e_{ex \text{ use}}$) comprendono tutte le emissioni dell'attuale uso o destinazione dell'input che sono evitate quando l'input è usato per la produzione di combustibile. Queste emissioni comprendono il CO₂ equivalente del carbonio incorporato nella composizione chimica del combustibile che sarebbe stato altrimenti emesso nell'atmosfera, tra cui tutte le forme di carbonio purché sia soddisfatta almeno una delle condizioni seguenti:
- a) il CO₂ catturato proviene da un'attività elencata nell'allegato I della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹²⁾ o dalla combustione dei rifiuti urbani indifferenziati, è stato preso in considerazione a monte in un sistema efficace di fissazione del prezzo del carbonio ed è incorporato nella composizione chimica del combustibile prima del 1° gennaio 2036. Tale termine è esteso al 1° gennaio 2041 in casi diversi dal CO₂ derivante dalla combustione di combustibili per la produzione di energia elettrica;
 - b) il CO₂ è stato catturato nell'aria;
 - c) il CO₂ o il monossido di carbonio catturato deriva da biocarburanti, bioliquidi o combustibili da biomassa che rispettano i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui all'articolo 29 della direttiva (UE) 2018/2001;

⁽¹¹⁾ Per determinare i fattori di emissione per la perdita di produzione di energia elettrica a causa dell'uso di gas derivante dal trattamento dei rifiuti e di gas di scarico di origine non rinnovabile che sono prodotti come conseguenza inevitabile e non intenzionale del processo di produzione negli impianti industriali, possono essere applicate norme equivalenti alle norme di cui all'articolo 27, paragrafo 6, per i combustibili rinnovabili di origine non biologica (RFNBO).

⁽¹²⁾ 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 (GU L 275 del 25.10.2003, pag. 32, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2003/87/oj>).

- d) il CO₂ o il monossido di carbonio catturato deriva da combustibili rinnovabili di origine non biologica o da combustibili a basse emissioni di carbonio che rispettano i criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui all'articolo 29 *bis* della direttiva (UE) 2018/2001 e al presente regolamento;
- e) il CO₂ catturato deriva da una fonte geologica e in precedenza era rilasciato naturalmente;
- f) il carbonio deriva da input considerati fonte di energia per la produzione di carburanti derivanti da carbonio riciclato.

Sono esclusi il CO₂ catturato che proviene da un combustibile deliberatamente bruciato al solo fine di produrre CO₂ senza utilizzare l'energia, nonché il CO₂ la cui cattura ha comportato un credito di emissione ai sensi di altre disposizioni giuridiche.

Le emissioni associate a input quali l'energia elettrica, il calore e i materiali di consumo usati nel processo di cattura di CO₂ sono incluse nel calcolo delle emissioni attribuite agli input.

11. La tempistica di cui al punto 10, lettera a), sarà riesaminata tenendo conto dell'attuazione, nei settori disciplinati dalla direttiva 2003/87/CE, del traguardo in materia di clima a livello dell'Unione per il 2040 fissato a norma dell'articolo 4, paragrafo 3, del regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹³⁾.
12. Le emissioni derivanti dalla lavorazione (e_p) comprendono le emissioni atmosferiche dirette derivanti dalla lavorazione stessa, dal trattamento dei rifiuti e dalle perdite, così come:
 - a) qualsiasi flusso di CO₂ fossile che esce dall'impianto di lavorazione ed è catturato dall'impianto di cattura del carbonio e considerato in e_{ccs} oppure in e_{ccu}; e
 - b) l'eventuale CO₂ fossile emesso nell'atmosfera alla fine della vita dei co-prodotti, calcolato su base stechiometrica per il carbonio incorporato nella composizione chimica di tutti i co-prodotti, a meno che il gestore dimostri che è catturato e stoccato in modo permanente o chimicamente legato in modo permanente nei prodotti di lunga durata elencati nel regolamento delegato (UE) 2024/2620 della Commissione ⁽¹⁴⁾. Non si considera emesso il carbonio in forma solida incorporato nei co-prodotti perché legato chimicamente in modo permanente nei prodotti elencati nel regolamento delegato (UE) 2024/2620 o il carbonio in forma solida stoccato in linea con i requisiti pertinenti per garantire lo stoccaggio permanente stabiliti nella metodologia adottata a norma dell'articolo 8, paragrafo 2, del regolamento (UE) 2024/3012 del Parlamento europeo e del Consiglio ⁽¹⁵⁾.
13. Le emissioni derivanti dalla combustione del combustibile (e_u) si riferiscono alle emissioni totali rilasciate dalla combustione del combustibile in uso, comprese quelle della combustione di carbonio di origine biologica.
14. I gas a effetto serra presi in considerazione nel calcolo delle emissioni e le loro equivalenze in CO₂ sono gli stessi indicati nell'allegato V, parte C, punto 4, della direttiva (UE) 2018/2001.
15. Se un processo produce una pluralità di prodotti («co-prodotti»), quali combustibili o prodotti chimici, nonché co-prodotti energetici come calore, energia elettrica o meccanica esportati dall'impianto, le emissioni di gas a effetto serra sono assegnate a tali co-prodotti nel modo seguente:
 - a) l'assegnazione è effettuata al termine del processo di produzione dei co-prodotti. Le emissioni assegnate comprendono quelle derivanti dal processo stesso e quelle attribuite agli input del processo;

⁽¹³⁾ Regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 giugno 2021, che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (CE) n. 401/2009 e il regolamento (UE) 2018/1999 («Normativa europea sul clima») (GU L 243 del 9.7.2021, pag. 1, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2021/1119/oj>).

⁽¹⁴⁾ Regolamento delegato (UE) 2024/2620 della Commissione, del 30 luglio 2024, che integra la direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda i requisiti secondo cui ritenere i gas a effetto serra legati chimicamente in modo permanente in un prodotto (GU L, 2024/2620, 4.10.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2024/2620/oj).

⁽¹⁵⁾ Regolamento (UE) 2024/3012 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 novembre 2024, che istituisce un quadro di certificazione dell'Unione per gli assorbimenti permanenti di carbonio, la carbonicoltura e lo stoccaggio del carbonio nei prodotti (GU L, 2024/3012, 6.12.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/3012/oj>).

- b) le emissioni da assegnare sono e_i e le più eventuali frazioni e_p , e_{td} e e_{ccs} che hanno luogo fino alla fase del processo (compresa) in cui sono prodotti i co-prodotti. Se un input del processo è a sua volta il co-prodotto di un altro processo, è effettuata in primo luogo l'assegnazione all'altro processo per stabilire le emissioni da assegnare all'input. Le emissioni $e_{ex\ use}$ sono assegnate solo ai co-prodotti considerati combustibili rinnovabili di origine non biologica o combustibili a basse emissioni di carbonio;
 - c) se un impianto entro i limiti del progetto tratta solo uno dei co-prodotti del progetto, le emissioni dell'impianto sono interamente assegnate al co-prodotto;
 - d) se il processo consente di modificare il rapporto tra i co-prodotti ottenuti, l'assegnazione è effettuata in base a un criterio di causalità fisica, ossia determinando l'effetto, sulle emissioni del processo, dell'incremento della produzione di un solo co-prodotto mantenendo costanti gli altri output;
 - e) se il rapporto tra i prodotti è fisso e i co-prodotti sono tutti combustibili, energia elettrica o calore, l'assegnazione è effettuata in base al contenuto energetico. Se l'assegnazione riguarda il calore esportato in base al contenuto energetico, può essere presa in considerazione solo la parte utile del calore ai sensi dell'allegato V, parte C, punto 16, della direttiva (UE) 2018/2001;
 - f) se il rapporto tra i prodotti è fisso e alcuni co-prodotti sono materiali privi di contenuto energetico, l'assegnazione è effettuata in base al valore economico dei co-prodotti. Il valore economico considerato è il valore franco fabbrica medio dei prodotti negli ultimi tre anni. Se tali dati non sono disponibili, il valore è stimato in base ai prezzi delle materie prime meno il costo del trasporto e dello stoccaggio.
16. Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione (e_{td}) comprendono le emissioni generate dallo stoccaggio e dalla distribuzione dei combustibili finiti. Nelle emissioni attribuite agli input e_i sono comprese quelle del trasporto e dello stoccaggio associati.
17. Se dal processo per produrre combustibili a basse emissioni di carbonio risultano emissioni di carbonio che sono stoccate in modo permanente in un sito di stoccaggio geologico, quel carbonio (espresso come CO_2eq) può essere accreditato ai prodotti del processo come riduzione delle emissioni incluse in e_{ccs} (in $\text{g CO}_2\text{eq/MJ}$ di combustibile). In e_{ccs} si considerano il tasso di cattura del CO_2 derivante dalla produzione del combustibile a basse emissioni di carbonio, così come tutte le emissioni delle operazioni di cattura, trasporto e iniezione di CO_2 nel sito di stoccaggio permanente, come segue:

$$e_{ccs} = c_{\text{CO}_2} - e_{\text{CO}_2-c} - e_{\text{CO}_2-t} - e_{\text{CO}_2-i}$$

dove:

- c_{CO_2} = CO_2 catturato dall'impianto di cattura del carbonio ($\text{g CO}_2\text{eq/MJ}$ di combustibile);
- e_{CO_2-c} = emissioni associate a tutte le operazioni di cattura, disidratazione, compressione e liquefazione del CO_2 ($\text{g CO}_2\text{eq/MJ}$ di combustibile);
- e_{CO_2-t} = emissioni derivanti dal trasporto del CO_2 via conduttura, nave, chiatta, su rotaia o su gomma dal sito di cattura al sito di stoccaggio permanente ($\text{g CO}_2\text{eq/MJ}$ di combustibile);
- e_{CO_2-i} = emissioni derivanti dalle operazioni di iniezione del CO_2 nel sito di stoccaggio permanente ($\text{g CO}_2\text{eq/MJ}$ di combustibile).

L'elemento e_{ccs} include:

- a) le emissioni di gas a effetto serra per MJ di combustibile catturate dall'impianto di cattura del carbonio (c_{CO_2}) per stoccarle in modo permanente, senza utilizzarle per il recupero assistito di petrolio e gas, in un sito di stoccaggio geologico autorizzato a norma della direttiva 2009/31/CE del Parlamento europeo e del Consiglio⁽¹⁶⁾ o del diritto nazionale applicabile nei paesi terzi. Il diritto nazionale applicabile che disciplina i siti di stoccaggio geologico deve stabilire gli opportuni obblighi di monitoraggio, comunicazione e verifica per rilevare le perdite e imporre al gestore dello stoccaggio l'obbligo giuridico di garantire la riparazione in linea con le disposizioni giuridiche applicabili nell'Unione. In caso di perdite, il quantitativo equivalente di emissioni di carbonio non è accreditato come riduzione delle emissioni in e_{ccs} . Non è ammessa l'iniezione (e_{CO_2-i}) in siti di stoccaggio geologico in cui si verificano perdite ripetute;

⁽¹⁶⁾ Direttiva 2009/31/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, relativa allo stoccaggio geologico di biossido di carbonio e recante modifica della direttiva 85/337/CEE del Consiglio, delle direttive del Parlamento europeo e del Consiglio 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE e del regolamento (CE) n. 1013/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 140 del 5.6.2009, pag. 114, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2009/31/oj>).

- b) le emissioni di gas a effetto serra per MJ di combustibile derivanti dalle operazioni di cattura del CO₂ (e_{CO_2-c}). Queste emissioni includono le emissioni derivanti dall'uso di combustibili, calore, energia elettrica e input materiali per la cattura, nonché da tutte le sostituzioni di materiali (dovute a perdite o a degrado). Sono calcolate conformemente all'allegato IV, punto 21, del regolamento di esecuzione (UE) 2018/2066 della Commissione ⁽¹⁷⁾;
- c) le emissioni di gas a effetto serra per MJ di combustibile derivanti dal trasporto del CO₂ (e_{CO_2-t}) via conduttura, nave o altro modo di trasporto marittimo, su rotaia o su gomma, dal sito di cattura. Le emissioni di gas a effetto serra derivanti dal trasporto del CO₂ sono calcolate in base alla distanza percorsa, al modo di trasporto e al carico. Se il CO₂ iniettato giunge al luogo di stoccaggio attraverso due o più modi di trasporto, le emissioni sono calcolate come somma per ogni modo di trasporto. L'assegnazione delle emissioni derivanti dal trasporto e in provenienza da più fonti è effettuata utilizzando il metodo di assegnazione basato sulla massa. Se una conduttura trasporta CO₂ a più siti geologici o serve più usi, le emissioni derivanti dal trasporto di CO₂ sono assegnate utilizzando il metodo di assegnazione basato sulla massa. Le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'invio di CO₂ mediante condutture sono calcolate conformemente all'allegato IV, punto 22, del regolamento di esecuzione (UE) 2018/2066;
- d) le emissioni di gas a effetto serra per MJ di combustibile derivanti dall'iniezione (e_{CO_2-i}) in un sito di stoccaggio geologico permanente autorizzato a norma della direttiva 2009/31/CE o del diritto nazionale applicabile nei paesi terzi. Queste emissioni includono tutte le emissioni derivanti dalla combustione di combustibile nelle apparecchiature fisse utilizzate per il trasporto del CO₂, comprese le emissioni dovute all'energia elettrica, ai combustibili utilizzati nel trasporto del CO₂ dalle centrali di spinta correlate e ad altre attività di combustione, comprese quelle delle centrali elettriche in sito. Sono calcolate conformemente all'allegato IV, punto 23, del regolamento di esecuzione (UE) 2018/2066.

Le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'uso di combustibili, calore, energia elettrica e input materiali per le operazioni di cattura, disidratazione, compressione e liquefazione sono prese in considerazione per tutte le fasi della catena del valore del CO₂, dalla cattura allo stoccaggio.

Per i casi non contemplati dai metodi specifici di calcolo prescritti nel presente punto, le emissioni derivanti dagli input di energia e materiali nelle operazioni di cattura e stoccaggio di CO₂ (CCS) (ad esempio dalla combustione di combustibile, dall'uso di calore ed energia elettrica, da materiali e sostanze chimiche) si calcolano applicando i punti da 5 a 11, per analogia con gli input di processo.

Sono considerate tutte le emissioni provenienti da rilasci, le emissioni fuggitive e altre perdite di CO₂ derivanti da cattura del carbonio, disidratazione, compressione e liquefazione, trasporto di CO₂ e operazioni di iniezione.

Negli impianti che sono entrati in funzione prima del 11 dicembre 2025 è possibile assegnare il CO₂ a una parte dell'output totale del processo a condizione che il tasso di cattura del carbonio per la parte del processo incorporato non sia superiore al 100 %. Per tutti gli altri impianti la riduzione netta delle emissioni deve essere assegnata in proporzione alla quantità totale di combustibile prodotto.

18. Se dal processo per produrre combustibili a basse emissioni di carbonio risultano emissioni di CO₂ che sono legate chimicamente in modo permanente in uno dei prodotti di cui all'atto delegato adottato in conformità con l'articolo 12, paragrafo 3 *ter*, secondo comma, della direttiva 2003/87/CE, quelle emissioni sono accreditate ai prodotti del processo (combustibile a basse emissioni di carbonio) come riduzione delle emissioni e_{ccu} (in g CO₂eq/MJ di combustibile). In e_{ccu} si considerano il tasso di cattura del CO₂ derivante dalla produzione del combustibile a basse emissioni di carbonio, così come tutte le emissioni delle operazioni di cattura e trasporto del CO₂ e le emissioni dei processi di trasformazione e uso per legarle chimicamente in modo permanente in un prodotto, come segue:

$$e_{ccu} = c_{CO_2} - e_{CO_2-c} - e_{CO_2-t} - e_{CO_2-u}$$

dove:

c_{CO_2} = CO₂ catturato dall'impianto di cattura del carbonio (g CO₂eq/MJ di combustibile);

e_{CO_2-c} = emissioni associate a tutte le operazioni di cattura, disidratazione, compressione e liquefazione del CO₂ (g CO₂eq/MJ di combustibile);

⁽¹⁷⁾ Regolamento di esecuzione (UE) 2018/2066 della Commissione, del 19 dicembre 2018, 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 e che modifica il regolamento (UE) n. 601/2012 della Commissione (GU L 334 del 31.12.2018, pag. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_impl/2018/2066/oj).

- e_{CO_2-t} = emissioni derivanti dal trasporto del CO₂ via condotta, nave, chiatte, su rotaia o su gomma dal sito di cattura al sito d'uso (g CO₂eq/MJ di combustibile);
- e_{CO_2-u} = emissioni derivanti dall'uso del CO₂ per legarlo chimicamente in modo permanente in prodotti (g CO₂eq/MJ di combustibile).

Le emissioni sono considerate legate chimicamente in modo permanente in un prodotto solo se questo figura nell'atto delegato adottato in applicazione dell'articolo 12, paragrafo 3 *ter*, secondo comma, della direttiva 2003/87/CE.

Negli impianti che sono entrati in funzione prima del 11 dicembre 2025 è possibile assegnare il CO₂ a una parte dell'output totale del processo a condizione che il tasso di cattura del carbonio per la parte del processo incorporato non sia superiore al 100 %. Per tutti gli altri impianti la riduzione netta delle emissioni deve essere assegnata in proporzione alla quantità totale di combustibile prodotto.

B. «VALORI STANDARD» PER LE INTENSITÀ DELLE EMISSIONI DI GAS A EFFETTO SERRA DEGLI INPUT

Le tabelle 1 e 2 riportano le intensità delle emissioni di gas a effetto serra degli input diversi dall'energia elettrica.

Tabella 1

Emissioni standard di gas a effetto serra nel ciclo di vita dei vari input energetici, espresse in grammi di sostanza per MJ di prodotto; i gas a effetto serra diversi dal CO₂ sono convertiti in CO₂eq moltiplicandone la quantità per il valore del rispettivo potenziale di riscaldamento globale di cui all'allegato del regolamento delegato (UE) 2020/1044 della Commissione ⁽¹⁸⁾. Sono escluse le emissioni rilasciate dalla combustione del combustibile nella fase d'uso

Combustibile	CO ₂	CH ₄ ⁽¹⁾	N ₂ O
Combustibili fossili solidi			
Antracite	6,50	0,390	0,00026
Carbone da coke	6,50	0,390	0,00026
Altro carbone bituminoso	6,50	0,390	0,00026
Carbone sub-bituminoso	1,70	0	0
Lignite	1,70	0	0
Agglomerati di carbon fossile	5,00	0,228	0
Coke da cokeria	5,00	0,228	0
Coke da gas	5,00	0,228	0
Catrame di carbone	5,00	0,228	0
Mattonelle di lignite	1,70	0	0
Gas manifatturati			
Gas di officine del gas	5,00	0,228	0
Gas di cokeria	5,00	0,228	0
Gas di altoforno	5,00	0,228	0
Altri gas di recupero	5,00	0,228	0
Torba e prodotti a base di torba	0	0	0
Scisto bituminoso e sabbie bituminose	5,00	0,228	0
Petrolio e prodotti petroliferi			

⁽¹⁸⁾ Regolamento delegato (UE) 2020/1044 della Commissione, dell'8 maggio 2020, che integra il regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda i valori del potenziale di riscaldamento globale e le linee guida per gli inventari e per quanto riguarda il sistema di inventario dell'Unione e che abroga il regolamento delegato (UE) n. 666/2014 della Commissione (GU L 230 del 17.7.2020, pag. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2020/1044/oj).

Combustibile	CO ₂	CH ₄ (°)	N ₂ O
Petrolio greggio	5,00	0,228 (= CH ₄ _greggio)	0
Liquidi di gas naturale	5,00	0,228	0
Prodotti base di raffineria	5,00	0,228	0
Additivi e ossigenati	5,00	0,228	0
Altri idrocarburi	5,00	0,228	0
Gas di raffineria	5,00	0,228	0
Etano	5,00	0,228	0
Gas di petrolio liquefatto	5,00	0,228	0
Benzina per motori	13,40	1,08*CH ₄ _greggio	0
Benzina avio	13,40	1,08*CH ₄ _greggio	0
JET fuel del tipo benzina	13,40	1,08*CH ₄ _greggio	0
Carboturbo	13,40	1,08*CH ₄ _greggio	0
Altro cherosene	13,40	1,08*CH ₄ _greggio	0
Nafta	13,40	1,08*CH ₄ _greggio	0
Gasolio	15,65	1,09*CH ₄ _greggio	0
Olio combustibile	0	1,01*CH ₄ _greggio	0
Acquaragia minerale (white spirit) e benzine speciali (SBP)	13,40	1,08*CH ₄ _greggio	0
Lubrificanti	15,65	1,09*CH ₄ _greggio	0
Bitume	5,00	0,228	0
Coke di petrolio	5,00	0,228	0
Cere paraffiniche	5,00	0,228	0
Altri prodotti petroliferi	5,00	0,228	0
Gas naturale (ad esclusione della liquefazione, del trasporto marittimo e della rigassificazione del GNL) (°)	4,90	0,190	0,00037
Rifiuti			
Rifiuti industriali (non rinnovabili)	0	0	0
Rifiuti urbani non rinnovabili	0	0	0
Energia nucleare			
Calore nucleare	0,50	0	0

(°) Per calcolare le emissioni a monte dei prodotti petroliferi (dal fattore di emissione effettiva di metano a monte del petrolio greggio considerato) si utilizza un fattore di assegnazione: 1,09, 1,08, 1,01 (MJ petrolio greggio/MJ di prodotto) per gasolio, benzina e olio combustibile pesante rispettivamente.

(°) Per il gas naturale trasportato in forma liquida sono aggiunte ulteriori emissioni di gas a effetto serra (CO₂, CH₄ e N₂O) dovute alla liquefazione, al trasporto marittimo e alla rigassificazione del gas naturale.
Per le emissioni di metano derivanti dalle fasi di liquefazione, trasporto marittimo e rigassificazione del GNL, i gestori seguono il punto 7 del presente allegato, conformemente al regolamento (UE) 2024/1787.

Fonte: elaborazione interna del JRC basata su:

- relazione JEC (versione 5); linee guida IPCC 2006 e 2019 per gli inventari nazionali dei gas a effetto serra, volume 2, capitolo 2, «Stationary combustion»;
- IFEU 2023;
- Energy and Environmental Research Associates, LLC, 2024;
- UNECE 2022, *Carbon Neutrality in the UNECE region: Integrated LIFE-cycle Assessment of Electricity Sources*.

Tabella 2

Emissioni standard di gas a effetto serra nel ciclo di vita degli input materiali

Input materiale	Emissioni totali g CO ₂ eq/kg
Ammoniaca	2 351,3
Cloruro di calcio (CaCl ₂)	38,8
Cicloesano	723,0
Acido cloridrico (HCl)	1 061,1
Lubrificanti	947,0
Solfato di magnesio (MgSO ₄)	191,8
Azoto	56,4
Acido fosforico (H ₃ PO ₄)	3 124,7
Idrossido di potassio (KOH)	419,1
Ossido di calcio (CaO) puro per processi	1 193,2
Carbonato di sodio (Na ₂ CO ₃)	1 245,1
Cloruro di sodio (NaCl)	13,3
Idrossido di sodio (NaOH)	529,7
Metossido di sodio [Na(CH ₃ O)]	2 425,5
Diossido di zolfo (SO ₂)	53,3
Acido solforico (H ₂ SO ₄)	217,5
Urea	1 846,6

Fonte: relazione JEC Well-To-Wheels e calcoli secondo la direttiva sull'energia da fonti rinnovabili.

C. INTENSITÀ DELLE EMISSIONI DI GAS A EFFETTO SERRA DELL'ENERGIA ELETTRICA**Metodologia per calcolare l'intensità delle emissioni di gas a effetto serra dell'energia elettrica**

L'intensità delle emissioni di gas a effetto serra dell'energia elettrica è determinata a livello nazionale o a livello di zone di offerta; nel secondo caso è possibile solo se i dati necessari sono pubblicamente disponibili. Il calcolo dell'intensità di carbonio dell'energia elettrica, espressa in g CO₂eq/MJ di energia elettrica, tiene conto di tutte le potenziali fonti di energia primaria per la produzione di energia elettrica, del tipo effettivo di centrale elettrica, delle efficienze di conversione e del consumo interno di energia elettrica in ciascuna centrale.

Il calcolo tiene conto di tutte le emissioni di CO₂ equivalente associate alla combustione e all'approvvigionamento dei combustibili usati per la produzione di energia elettrica. Il calcolo si basa sulla quantità dei diversi combustibili utilizzati negli impianti di produzione di energia elettrica, sui fattori di emissione della combustione dei combustibili e sui fattori di emissione dei combustibili a monte (fasi di produzione, raffinazione e trasporto).

I gas a effetto serra diversi dal CO₂ sono convertiti in CO₂eq moltiplicandone la quantità per il valore del rispettivo potenziale di riscaldamento globale di cui all'allegato del regolamento delegato (UE) 2020/1044. Le emissioni di CO₂ provenienti dalla combustione dei combustibili biogenici non sono prese in considerazione in quanto di origine biogenica, mentre si conteggiano le emissioni di CH₄ e N₂O.

Per calcolare le emissioni di gas a effetto serra derivanti dalla combustione di combustibili, si prendono i fattori di emissione IPCC standard per la combustione fissa nelle industrie energetiche (cfr. tabella 3). Le emissioni a monte comprendono le emissioni derivanti da tutti i processi e le fasi necessari per rendere il combustibile idoneo alla produzione di energia elettrica; sono le emissioni che derivano dall'estrazione, dalla raffinazione e dal trasporto del combustibile usato per produrre energia elettrica.

Sono inoltre prese in considerazione tutte le emissioni a monte derivanti da coltivazione, raccolto o raccolta, trasformazione e trasporto della biomassa. La torba e i componenti dei rifiuti di origine fossile sono trattati come combustibili fossili.

I combustibili usati per la produzione lorda di energia elettrica nelle centrali esclusivamente elettriche sono calcolati in base alla produzione e all'efficienza di conversione in energia elettrica. Nelle centrali di cogenerazione di calore ed energia elettrica, i combustibili usati per il calore prodotto nella cogenerazione sono conteggiati considerando la produzione alternativa di calore con efficienze medie complessive dell'85 %, mentre il resto è attribuito alla produzione di energia elettrica.

Per le centrali nucleari l'efficienza di conversione dal calore nucleare è considerata pari al 33 % oppure basata sui dati forniti da Eurostat o da fonte analoga accreditata.

Alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili che comprendono energia idroelettrica, solare, eolica e geotermica non è associato alcun combustibile. Le emissioni derivanti dalla costruzione, dalla disattivazione e dalla gestione dei rifiuti degli impianti di produzione di energia elettrica non sono prese in considerazione. Pertanto, le emissioni di CO₂ equivalente associate alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolica, solare, idroelettrica e geotermica) sono considerate pari a zero.

Le emissioni di CO₂ equivalente derivanti dalla produzione lorda di energia elettrica comprendono le emissioni a monte di cui alla tabella 1 e i fattori di emissione standard per la combustione fissa di cui alle tabelle 3 e 4. Le emissioni a monte per l'approvvigionamento del combustibile utilizzato sono calcolate applicando i fattori di emissione a monte di cui alla tabella 1.

Il calcolo dell'intensità di carbonio dell'energia elettrica è effettuato secondo la formula:

$$e_{\text{gross_prod}} = \sum_{i=1}^k (c_{i-\text{ups}} + c_{i-\text{comb}}) \times B_i$$

dove:

- $e_{\text{gross_prod}}$ = emissioni di CO₂ equivalente [g CO₂eq]
- $c_{i-\text{ups}}$ = fattori di emissione di CO₂ equivalente a monte [g CO₂eq/MJ]
- $c_{i-\text{comb}}$ = fattori di emissione di CO₂ equivalente dalla combustione di combustibile [g CO₂eq/MJ] di cui alle tabelle 3 e 4; sono comprese le emissioni di CH₄ e N₂O espresse come CO₂eq/MJ. Nei casi in cui il CO₂ è stoccato in modo permanente da impianti di cattura e stoccaggio, il fattore di emissione di CO₂ della combustione di combustibile corrisponde ai valori standard per il CO₂ indicati nella tabella 3 previa sottrazione dell'impatto netto della cattura e stoccaggio
- B_i = consumo di combustibile i per la produzione di energia elettrica [MJ]
- $i = 1 \dots k$ = combustibili utilizzati per la produzione di energia elettrica

La quantità di produzione netta di energia elettrica è data dalla produzione lorda di energia elettrica, dal consumo interno nella centrale elettrica e dalle perdite nell'accumulazione per pompaggio:

$$E_{\text{NET}} = E_{\text{gross}} - E_{\text{own}} - E_{\text{pump}}$$

dove:

- E_{NET} = produzione netta di energia elettrica [MJ]
- E_{gross} = produzione lorda di energia elettrica [MJ]
- E_{own} = consumo interno di energia elettrica nella centrale [MJ]
- E_{pump} = perdite di energia elettrica nell'accumulazione per pompaggio [MJ]

L'intensità di carbonio dell'energia elettrica netta prodotta è il totale lordo delle emissioni di gas a effetto serra per produrre l'energia elettrica netta:

$$CI = e_{\text{gross_prod}} / E_{\text{NET}}$$

dove:

- CI = emissioni di CO₂ equivalente da produzione di energia elettrica espresse in [g CO₂eq/MJ].

Dati sulla produzione di energia elettrica e sul consumo di combustibile

I dati sulla produzione di energia elettrica e sul consumo di combustibile sono ricavati, per i paesi membri e associati dell'AIE, dai dati e dalle statistiche dell'AIE, che offrono informazioni sui bilanci energetici e sull'energia elettrica prodotta con vari combustibili (cfr. ad esempio il sito web dell'AIE, sezione su dati e statistiche, «Energy Statistics Data Browser») ⁽¹⁹⁾.

Per gli Stati membri dell'UE si possono prendere i dati Eurostat, che sono più dettagliati. Se l'intensità delle emissioni di gas a effetto serra è stabilita a livello di zone di offerta, si utilizzano dati ottenuti dalle statistiche nazionali ufficiali, dai gestori dei sistemi di trasmissione o dalla rete europea dei gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica (ENTSO-E) aventi lo stesso livello di dettaglio dei dati dell'AIE. I dati sul consumo di combustibile includono i dati al massimo livello di dettaglio disponibili nelle statistiche nazionali riguardo a: combustibili fossili solidi, gas manifatturati, torba e prodotti a base di torba, scisto bituminoso e sabbie bituminose, petrolio e prodotti petroliferi, gas naturale, energie rinnovabili e biocarburanti, rifiuti non rinnovabili e nucleare. Le energie rinnovabili e i biocarburanti comprendono tutti i combustibili biogenici, i rifiuti biogenici, l'energia idroelettrica, oceanica, mareomotrice, del moto ondoso, geotermica, eolica, solare e ambiente delle pompe di calore.

Scambi netti di energia elettrica

Una volta calcolate la produzione nazionale di energia elettrica e la relativa intensità di carbonio si deve tenere conto delle importazioni annue nette da altri paesi. Per ogni paese con cui avvengono scambi, le importazioni nette sono calcolate come differenza tra le importazioni e le esportazioni. Se la differenza è maggiore di zero, nel qual caso il paese è un importatore netto di energia elettrica, l'intensità nazionale di carbonio è calcolata considerando proporzionalmente le emissioni associate all'importazione netta di energia elettrica. Per tenere conto anche delle importazioni del paese esportatore, questo calcolo dovrebbe essere eseguito iterativamente almeno tre volte, fino a quando i valori convergono. Se l'intensità delle emissioni di gas a effetto serra dell'energia elettrica è determinata a livello di zone di offerta, si applica lo stesso approccio a tale livello.

Dati da fonti bibliografiche

Tabella 3

Fattori di emissione standard per combustione stazionaria [g CO₂eq/MJ] di combustibile su un potere calorifico netto]

Combustibile	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Combustibili fossili solidi			
Antracite	98,3	0,03	0,41
Carbone da coke	94,6	0,03	0,41
Altro carbone bituminoso	94,6	0,03	0,41
Carbone sub-bituminoso	96,1	0,03	0,41
Lignite	101,0	0,03	0,41
Agglomerati di carbon fossile	97,5	0,03	0,41
Coke da cokeria	107,0	0,03	0,41
Coke da gas	107,0	0,03	0,03
Catrame di carbone	80,7	0,03	0,41
Mattonelle di lignite	97,5	0,03	0,41
Gas manifatturati			
Gas di officine del gas	44,4	0,03	0,03
Gas di cokeria	44,4	0,03	0,03
Gas di altoforno	260,0	0,03	0,03

⁽¹⁹⁾ Esempio: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=GERMANY&fuel=Energy%20supply&indicator=TESbySource>.

Combustibile	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Altri gas di recupero	182,0	0,03	0,03
Torba e prodotti a base di torba	106,0	0,03	0,41
Scisto bituminoso e sabbie bituminose	107,0	0,03	0,41
Petrolio e prodotti petroliferi			
Petrolio greggio	73,3	0,09	0,16
Liquidi di gas naturale	64,2	0,09	0,16
Prodotti base di raffineria	73,3	0,09	0,16
Additivi e ossigenati	73,3	0,09	0,16
Altri idrocarburi	73,3	0,09	0,16
Gas di raffineria	57,6	0,03	0,03
Etano	61,6	0,03	0,03
Gas di petrolio liquefatto	63,1	0,03	0,03
Benzina per motori	69,3	0,09	0,16
Benzina avio	70,0	0,09	0,16
JET fuel del tipo benzina	70,0	0,09	0,16
Carboturbo	71,5	0,09	0,16
Altro cherosene	71,9	0,09	0,16
Nafta	73,3	0,09	0,16
Gasolio	74,1	0,09	0,16
Olio combustibile	77,4	0,09	0,16
Acquaragia minerale (white spirit) e benzine speciali (SBP)	73,3	0,09	0,16
Lubrificanti	73,3	0,09	0,16
Bitume	80,7	0,09	0,16
Coke di petrolio	97,5	0,09	0,16
Cere paraffiniche	73,3	0,09	0,16
Altri prodotti petroliferi	73,3	0,09	0,16
Gas naturale	56,1	0,03	0,03
Rifiuti			
Rifiuti industriali (non rinnovabili)	143,0	0,89	1,09
Rifiuti urbani non rinnovabili	91,7	0,89	1,09

Fonte: IPCC, 2006.

Tabella 4

Fattori di emissione standard per combustione stazionaria di combustibili da biomassa [g CO₂eq/M] di combustibile su un potere calorifico netto]

Combustibile	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Biocarburanti solidi primari	0	0,89	1,09
Carbone di legna	0	5,96	1,09
Biogas	0	0,03	0,03

Combustibile	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Rifiuti urbani rinnovabili	0	0,89	1,09
Biobenzina pura	0	0,09	0,16
Biobenzina miscelata	0	0,09	0,16
Biodiesel puri	0	0,09	0,16
Biodiesel miscelati	0	0,09	0,16
Carboturbo puro di origine biologica	0	0,09	0,16
Carboturbo miscelato di origine biologica	0	0,09	0,16
Altri biocarburanti liquidi	0	0,09	0,16

Fonte: IPCC, 2006.

La tabella 5 riporta i valori medi annui relativi all'intensità delle emissioni di gas a effetto serra dell'energia elettrica a livello nazionale nell'Unione, calcolati secondo le formule indicate nella presente parte C. Per l'energia elettrica proveniente da ciascun paese è possibile selezionare uno dei cinque più recenti valori annui disponibili ⁽²⁰⁾.

Tabella 5

Intensità di emissione dell'energia elettrica generata e dell'energia elettrica importata netta negli Stati membri dal 2019 al 2023

Paese	Intensità di emissione dell'energia elettrica generata e dell'energia elettrica importata netta (g CO ₂ eq/MJ)				
	2019	2020	2021	2022	2023
Austria	65,2	55,6	62,7	65,3	43,8
Belgio	57,0	58,2	47,9	53,2	48,2
Bulgaria	136,7	117,6	129,4	149,7	100,5
Croazia	76,1	63,0	79,9	87,8	64,3
Cipro	203,4	199,3	194,3	191,7	184,6
Cechia	146,5	132,0	142,5	146,7	127,6
Danimarca	37,1	22,6	27,5	26,3	15,9
Estonia	162,6	88,8	111,0	135,4	78,0
Finlandia	24,3	18,7	21,5	18,9	12,5
Francia	18,8	17,8	18,3	25,0	15,4
Germania	110,5	99,7	110,2	117,2	103,8
Grecia	158,3	127,9	115,5	115,4	101,1
Ungheria	80,2	73,0	70,8	71,3	54,6
Irlanda	100,0	92,2	110,5	101,4	85,6
Italia	97,6	92,4	97,0	108,1	87,9
Lettonia	84,7	57,5	68,4	85,9	44,6
Lituania	33,8	31,8	35,6	32,1	19,1
Lussemburgo	86,2	76,5	76,1	87,1	70,6

⁽²⁰⁾ La Commissione europea mette regolarmente a disposizione dati aggiornati.

Paese	Intensità di emissione dell'energia elettrica generata e dell'energia elettrica importata netta (g CO ₂ eq/MJ)				
	2019	2020	2021	2022	2023
Malta	122,7	129,8	120,4	121,7	115,7
Paesi Bassi	123,9	99,7	101,8	96,0	77,8
Polonia	211,9	198,1	211,2	202,8	174,8
Portogallo	81,0	64,4	53,1	56,9	39,1
Romania	108,0	91,3	88,1	93,9	73,1
Slovacchia	85,8	79,1	86,6	93,2	60,9
Slovenia	72,3	66,4	68,8	67,9	54,2
Spagna	69,4	54,7	52,6	60,8	47,3
Svezia	4,3	3,3	3,7	3,6	3,4

Fonte: JRC, 2025, in base a dati di Eurostat.