Consiglio dell'Unione europea

Bruxelles, 14 luglio 2025
(OR. en)

11578/25
ADD 1

ENER 366
CLIMA 271
CONSOM 138
TRANS 303
AGRI 349
IND 273
ENV 697
COMPET 735
FORETS 51
DELACT 101

NOTA DI TRASMISSIONE

Origine:	Segretaria generale della Commissione europea, firmato da Martine DEPREZ, direttrice
Data:	9 luglio 2025
Destinatario:	Thérèse BLANCHET, segretaria generale del Consiglio dell'Unione europea
Oggetto:	ALLEGATO del REGOLAMENTO DELEGATO (UE) …/... DELLA COMMISSIONE 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

Si trasmette in allegato, per le delegazioni, il documento C(2025) 4674 annex.

All.: C(2025) 4674 annex

COMMISSIONE
EUROPEA

Bruxelles, 8.7.2025
C(2025) 4674 final

ANNEX

ALLEGATO

del

REGOLAMENTO DELEGATO (UE) …/... DELLA COMMISSIONE

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

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 CO_2eq/MJ di combustibile);

e_i = e i elastic + e i rigid - e ex use: emissioni derivanti dall'approvvigionamento di input (g CO_2eq/MJ di combustibile);

e i elastic = emissioni derivanti da input elastici (g CO_2eq/MJ di combustibile);

e I rigid= emissioni derivanti da input rigidi (g CO_2eq/MJ di combustibile);

e ex-use = emissioni derivanti dall'attuale uso o destinazione degli input (g CO_2eq/MJ di combustibile);

e_p = emissioni derivanti dalla lavorazione (g CO_2eq/MJ di combustibile);

e_{td} = emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione (g CO_2eq/MJ di combustibile);

e_u = emissioni derivanti dalla combustione al momento dell'uso finale del combustibile (g CO_2eq/MJ di combustibile);

e_{ccs} = riduzioni nette delle emissioni grazie alla cattura e allo stoccaggio geologico di carbonio (g CO_2eq/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 CO_2eq/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 CO_2 equivalente per MJ di combustibile (g CO_2eq/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].

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:

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.

---

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.

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.

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.

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.

---

[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.

[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.

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 CO_2eq/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 CO_2eq/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.

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 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[8];

(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.

---

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 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.

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[9] 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.

9. Le emissioni degli input rigidi ($e_{i\ rigid}$) 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[10]. 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

---

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

10 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).

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-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 CO_2 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 CO_2 catturato proviene da un'attività elencata nell'allegato I della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio[11] 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 1º gennaio 2036. Tale termine è esteso al 1º gennaio 2041 in casi diversi dal CO_2 derivante dalla combustione di combustibili per la produzione di energia elettrica;

(b) il CO_2 è stato catturato nell'aria;

(c) il CO_2 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;

(d) il CO_2 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 CO_2 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 CO_2 catturato che proviene da un combustibile deliberatamente bruciato al solo fine di produrre CO_2 senza utilizzare l'energia, nonché il CO_2 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 CO_2 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[12].

---

[11] 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).

[12] 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)

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 CO_2 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 CO_2 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. 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 della Commissione 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.

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 CO_2 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;

(b) le emissioni da assegnare sono *e i* 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 $e_{ex\text{-}use}$ 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;

---

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).

(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 g CO_2eq/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 = cCO_2 - e CO_2-c - e CO_2-t - e CO_2-i

dove:

cCO_2: CO_2 catturato dall'impianto di cattura del carbonio (g CO_2eq/MJ di combustibile);

e CO_2-c: emissioni associate a tutte le operazioni di cattura, disidratazione, compressione e liquefazione del CO_2 (g CO_2eq/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 (g CO_2eq/MJ di combustibile);

e CO_2-i: emissioni derivanti dalle operazioni di iniezione del CO_2 nel sito di stoccaggio permanente (g CO_2eq/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 (cCO_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 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;

(b) le emissioni di gas a effetto serra per MJ di combustibile derivanti dalle operazioni di cattura del CO_2 (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[13];

(c) le emissioni di gas a effetto serra per MJ di combustibile derivanti dal trasporto del CO_2 (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 CO_2 sono calcolate in base alla distanza percorsa, al modo di trasporto e al carico. Se il CO_2 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 CO_2 a più siti geologici o serve più usi, le emissioni derivanti dal trasporto di CO_2 sono assegnate utilizzando il metodo di assegnazione basato sulla massa. Le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'invio di CO_2 mediante condutture sono calcolate conformemente all'allegato IV, punto 22, del regolamento di esecuzione (UE) 2018/2066 della Commissione;

(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 CO_2, comprese le emissioni dovute all'energia elettrica, ai combustibili utilizzati nel trasporto del CO_2 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 della Commissione.

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 CO_2, 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 CO_2 (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.

[13] 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).

Sono considerate tutte le emissioni provenienti da rilasci, le emissioni fuggitive e altre perdite di CO_2 derivanti da cattura del carbonio, disidratazione, compressione e liquefazione, trasporto di CO_2 e operazioni di iniezione.

Negli impianti che sono entrati in funzione prima del [data dell'entrata in vigore del presente regolamento] è possibile assegnare il CO_2 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 CO_2 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 CO_2eq/MJ di combustibile). In e_{ccu} 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 e trasporto del CO_2 e le emissioni dei processi di trasformazione e uso per legarle chimicamente in modo permanente in un prodotto, come segue:

$e_{ccu} = c_{CO2} - e_{CO2\text{-}c} - e_{CO2\text{-}t} - e_{CO2\text{-}u}$

dove:

c_{CO2}: CO_2 catturato dall'impianto di cattura del carbonio (g CO_2eq/MJ di combustibile);

$e_{CO2\text{-}c}$: emissioni associate a tutte le operazioni di cattura, disidratazione, compressione e liquefazione del CO_2 (g CO_2eq/MJ di combustibile);

$e_{CO2\text{-}t}$: emissioni derivanti dal trasporto del CO_2 via conduttura, nave, chiatta, su rotaia o su gomma dal sito di cattura al sito d'uso (g CO_2eq/MJ di combustibile);

$e_{CO2\text{-}u}$: emissioni derivanti dall'uso del CO_2 per legarlo chimicamente in modo permanente in prodotti (g CO_2eq/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 [data dell'entrata in vigore del presente regolamento] è possibile assegnare il CO_2 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 CO_2 sono convertiti in CO_2eq moltiplicandone la quantità per il valore del rispettivo potenziale di riscaldamento globale di cui all'allegato del regolamento delegato (UE) 2020/1044 della Commissione. Sono escluse le emissioni rilasciate dalla combustione del combustibile nella fase d'uso.

Combustibile	CO_2	CH_4 (*)	N_2O
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			
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 (CO_2, CH_4 e N_2O) 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_2eq/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_3PO_4)	3 124,7
Idrossido di potassio (KOH)	419,1
Ossido di calcio (CaO) puro per processi	1 193,2
Carbonato di sodio (Na_2CO_3)	1 245,1
Cloruro di sodio (NaCl)	13,3
Idrossido di sodio (NaOH)	529,7
Metossido di sodio ($Na(CH_3O)$)	2 425,5
Diossido di zolfo (SO_2)	53,3
Acido solforico (H_2SO_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

1. 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 CO_2eq/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 CO_2 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 CO_2 sono convertiti in CO_2eq moltiplicandone la quantità per il valore del rispettivo potenziale di riscaldamento globale di cui all'allegato del regolamento delegato (UE) 2020/1044 della Commissione. Le emissioni di CO_2 provenienti dalla combustione dei combustibili

biogenici non sono prese in considerazione in quanto di origine biogenica, mentre si conteggiano le emissioni di CH_4 e N_2O.

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 CO_2 equivalente associate alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (eolica, solare, idroelettrica e geotermica) sono considerate pari a zero.

Le emissioni di CO_2 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:

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

dove:

e_{gross_prod} = emissioni di CO_2 equivalente [g CO_2eq]

$c_{i\text{-}ups}$ = fattori di emissione di CO_2 equivalente a monte [g CO_2eq/MJ]

$c_{i\text{-}comb}$ = fattori di emissione di CO_2 equivalente dalla combustione di combustibile [g CO_2eq/MJ] di

cui alle tabelle 3 e 4; sono comprese le emissioni di CH_4 e N_2O espresse come CO_2eq/MJ. Nei casi in cui il CO_2 è stoccato in modo permanente da impianti di cattura e stoccaggio, il fattore di emissione di CO_2 della combustione di combustibile corrisponde ai valori standard per il CO_2 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…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:

$E_{net} = E_{gross} - E_{own} - E_{pump}$

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:

$C_I = e_{gros_prod} / E_{net}$

dove: C_I = emissioni di CO_2 equivalente da produzione di energia elettrica espresse in [g CO_2eq/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")[14].

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

[14] Esempio: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=GERMANY&fuel=Energy%20supply&indicator=TESbySource.

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 CO_2eq/MJ di combustibile su un potere calorifico netto]

Combustibile	CO_2	CH_4	N_2O
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

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 CO_2eq/MJ di combustibile su un potere calorifico netto]

Combustibile	CO_2	CH_4	N_2O
Biocarburanti solidi primari	0	0,89	1,09
Carbone di legna	0	5,96	1,09
Biogas	0	0,03	0,03
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[15].

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_2eq/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

[15] La Commissione europea mette regolarmente a disposizione dati aggiornati.

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
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					