

Produzione di energia da biogas

Metodo semplificato di calcolo delle emissioni di CO_{2eq}

Testo approvato dalla CT 284 il 27 novembre 2025 e pubblicato in data 18 dicembre 2025 nella sezione FAQ del sito CTI – www.cti2000.it

1. Premessa

La specifica tecnica UNI/TS 11567:2024 definisce le emissioni standard di gas serra e i relativi risparmi per le filiere di biometano da destinare a trasporti o ad altri usi (termico). Non riporta, invece, i pertinenti valori per le filiere di produzione di energia da biogas, sia essa elettrica o elettrica e termica in assetto cogenerativo. Conseguenza di questa situazione è che per le filiere di energia da biogas sono disponibili solo i valori standard, totali e disaggregati, riportati nell'allegato VI della Direttiva 2018/2001 sulla promozione delle fonti rinnovabili (d'ora in avanti RED II), quindi riferiti solamente agli effluenti zootecnici umidi, al mais e ai biorifiuti, ovvero la cosiddetta Forsu, nelle configurazioni impiantistiche ivi rappresentate.

In questo contesto e nelle more della revisione delle UNI/TS 11567:2024 sulla base delle seguenti considerazioni:

- radicata presenza in Italia di filiere di energia elettrica da biogas
- esistenza di un elevato numero di matrici (varie colture agricole, residui, sottoprodotti e fanghi) che integrano quelle previste dalla RED II (effluenti zootecnici umidi, mais, Forsu) e per le quali la UNI/TS 11567:2024 ha già definito i valori di emissione in particolare della fase agricola (E_{ec}) e del trasporto (E_{td}) espressi per unità energetica di biometano compresso;
- necessità di un dato standard di efficienza elettrica media del parco cogenerativo nazionale integrativo rispetto ai valori utilizzati dal JRC per definire le emissioni all'utilizzo;
- necessità di introdurre uno sconto alle emissioni in fase di utilizzo energetico qualora sia presente un sistema di abbattimento delle emissioni al camino, in quanto stimolo ad introdurre tecnologie ambientalmente favorevoli (es. post combustori rigenerativi sui fumi dei CHP in grado di abbattere radicalmente gli incombusti).

è emersa la necessità di definire la qui descritta metodologia semplificata che consente di ricavare i valori standard di emissione necessari per il calcolo del relativo risparmio per le filiere di energia elettrica da biogas a partire dalle matrici in ingresso al digestore riportate nei prospetti da A.2 ad A.9 della UNI/TS 11567:2024.

Ai fini dell'applicazione della presente nota e al momento della sua pubblicazione si evidenzia che gli impianti di produzione di energia elettrica da biogas entrati in esercizio prima del 1° gennaio 2021, pur essendo oggetto di certificazione ai sensi del Decreto Ministeriale 07/08/24, non devono effettuare il calcolo delle emissioni di GHG e dei relativi risparmi. I soggetti obbligati e le tempistiche sono definiti esclusivamente dalla legislazione pertinente (Decreto Legislativo 199/2021 e s.m.i. e relativi decreti attuativi anche in relazione alla Direttiva RED III).

2. Elementi base per il calcolo

La produzione di energia da biogas è disciplinata nell'allegato VI della RED II che ne definisce i valori di emissione tipici e standard, complessivi e disaggregati, (Parti A e C) e i relativi risparmi nonché le pertinenti modalità di calcolo (parte B) per tre filiere corrispondenti ad altrettante matrici in ingresso al digestore: Effluente zootecnico umido, Mais e Biorifiuti che per il legislatore italiano rappresentano la cosiddetta Forsu (Frazione organica dei rifiuti solidi urbani). Le emissioni totali "E", così come i valori disaggregati secondo le seguenti fasi o elementi di calcolo:

- E_{ec} – Coltivazione e trasporto in impianto
- $E_{p.lav}$ – Trattamento/processo
- E_u – Utilizzazione del biogas in combustione (emissioni diverse da CO_2)
- E_{td} – Trasporto se non già compreso in E_{ec}
- E_{sca} – Crediti per gli effluenti zootecnici

sono definite dalla RED II come evidenziato nel Prospetto 1.

Prospetto 1 - Emissioni di gas serra disaggregate per produzione di energia elettrica da biogas.

Fonte RED II. Valori espressi in gCO_{2eq}/MJ_{biogas}

Matrice	Ausiliari	Digestato	E_{ec}	$E_{p.lav}$	E_u	E_{td}	E_{sca}	E
Letame umido	Caso 1	Scoperto	0,0	97,4	12,5	0,8	-107,3	3
		Coperto 60 gg	0,0	0,0	12,5	0,8	-97,6	-84
	Caso 2	Scoperto	0,0	103,7	12,5	0,8	-107,3	10
		Coperto 60 gg	0,0	5,9	12,5	0,8	-97,6	-78
	Caso 3	Scoperto	0,0	116,4	12,5	0,9	-120,7	9
		Coperto 60 gg	0,0	6,4	12,5	0,8	-108,5	-89
Mais	Caso 1	Scoperto	15,6	18,9	12,5	0,0	-	47
		Coperto 60 gg	15,2	0,0	12,5	0,0	-	28
	Caso 2	Scoperto	15,6	26,3	12,5	0,0	-	54
		Coperto 60 gg	15,2	7,2	12,5	0,0	-	35
	Caso 3	Scoperto	17,5	29,3	12,5	0,0	-	59
		Coperto 60 gg	17,1	7,9	12,5	0,0	-	38
Forsu	Caso 1	Scoperto	0,0	30,6	12,5	0,5	-	44
		Coperto 60 gg	0,0	0,0	12,5	0,5	-	13
	Caso 2	Scoperto	0,0	39,0	12,5	0,5	-	52
		Coperto 60 gg	0,0	8,3	12,5	0,5	-	21
	Caso 3	Scoperto	0,0	43,7	12,5	0,5	-	57
		Coperto 60 gg	0,0	9,1	12,5	0,5	-	22

Come si nota dal Prospetto 1, le emissioni sono dettagliate, oltre che per la gestione del digestato anche per tre differenti configurazioni impiantistiche (Casi da 1 a 3) in funzione dell'utilizzo o meno di fonti rinnovabili per l'energia dei servizi ausiliari come indicato nel Prospetto 2. Ad integrazione di questi tre casi la UNI/TS 11567:2024 ha aggiunto due ulteriori configurazioni al Caso 3 (Base), qualora i servizi ausiliari siano alimentati da energia elettrica di rete e caldaia a fonte fossile (Caso 3a) o alimentati esclusivamente da fonti fossili in cogenerazione (Caso 3b), e per queste ha fornito valori integrativi di emissione che per tali configurazioni d'impianto devono essere aggiunti ad $E_{p.lav}$.

Prospetto 2 - Criteri di alimentazione degli ausiliari secondo la RED II e la Norma UNI/TS 11567:2024

Configurazioni impiantistiche	Energia elettrica	Energia termica	Maggiorazioni per $E_{p,Lav}$ (UNI/TS 11567:2024)
Caso 1 (Rinnovabile)	Dallo stesso cogeneratore a biogas o da altre fonti rinnovabili		
Caso 2	Dalla rete	Da cogeneratore a biogas	
Caso 3 (Base)	Dalla rete	Da caldaia a biogas o altra fonte rinnovabile	
Caso 3 a	Dalla rete	Da fonte fossile	+9 gCO ₂ eq/MJ
Caso 3 b	Da cogeneratore a fonte fossile		+12 gCO ₂ eq/MJ

Come ulteriori elementi base di calcolo, la metodologia semplificata di cui alla presente nota utilizza anche i valori di emissione disaggregati per le filiere di produzione di biometano destinato ai trasporti di cui ai prospetti da A.2 a A.9 della UNI/TS 11567:2024 che costituiscono, pertanto parte integrante della metodologia.

Questo in quanto la metodologia semplificata prevede un raffronto tra i valori di emissione per la produzione di biometano per trasporti di cui alla UNI/TS 11567:2024 e i valori di emissioni per il biogas per energia di cui alla RED II.

Si evidenzia infine che la presente metodologia semplificata deve tenere conto di tutto quanto definito nella UNI/TS 11567:2024, qualora applicabile e non richiamato direttamente nei punti successivi, come ad esempio la metodologia per la gestione della codigestione.

3. Metodologia semplificata di calcolo dei risparmi GHG delle filiere di produzione di energia da biogas

Dal prospetto 1 si ricava che le emissioni da considerare per la filiera biogas per energia sono:

- Mais: E_{ec} , $E_{p,Lav}$, E_u ,
- Effluenti zootecnici: $E_{p,Lav}$, E_u , E_{td} , E_{sca}
- Forsu: $E_{p,Lav}$, E_u , E_{td}

Mentre, ai fini dei calcoli delle emissioni per colture diverse dal mais, per residui e fanghi, vanno considerate le filiere biometano per trasporti ricavate dai prospetti da A.2 a A.10 della UNI/TS 11567:2024 e in particolare le voci:

- Mais e altre colture elencate nella UNI/TS 11567:2024: E_{ec}
- Residui e Fanghi: $E_{p,Lav}$ ed E_{td}

utilizzando un approccio conservativo rispetto al trattamento dell'off-gas, ossia prendendo i valori di emissione più elevati.

La metodologia semplificata per Effluenti zootecnici e Forsu prevede invece il ricorso ai valori già definiti dalla RED II (Prospetto 1) per la filiera biogas per energia eventualmente integrati come specificato nei successivi punti pertinenti.

Quanto sopra costituisce la base della metodologia semplificata necessaria per ricavare le emissioni di filiera in applicazione alla RED II in combinato disposto con la UNI/TS 11567:2024.

Di seguito si riporta la metodologia dettagliata e qualche esempio per le colture agricole (3.1) elencate nella UNI/TS 11567:2024, per la Forsu (3.2), per i residui e i fanghi (3.3), per gli effluenti zootecnici (3.4).

3.1 Colture agricole

La UNI/TS 11567:2024 oltre al Mais riporta le emissioni disaggregate, totali e i pertinenti risparmi per le colture indicate nel Prospetto 3.

Prospetto 3 - Colture elencate nella UNI/TS 11567:2024

Coltura	Nord Italia	Centro Italia	Sud Italia
Triticale insilato	X	X	X
Sorgo insilato	X	X	X
Loietto insilato	X	X	X
Frumento insilato	X	X	X
Erba medica	X	X	X
Orzo insilato	X	X	X
Segale	X	X	X
Erbaio misto	X	X	X
Arundo Donax	X	X	X
Bietola autunnale	X	X	X
Favino		X	X
Sulla		X	X
Opuntia			X

Per l'applicazione della metodologia semplificata alle coltivazioni agricole si considera quanto evidenziato in premessa e il fatto che le modalità di coltivazione sono indipendenti dall'utilizzo futuro del biogas, che potrà essere destinato indifferentemente alla produzione di energia elettrica o di biometano per trasporto o altri usi, pertanto, si considerano in una prima fase le sole emissioni E_{ec} .

Quindi, per determinare le emissioni $E_{ec_biogas_X}$ per la filiera di produzione di energia da biogas imputabili ad una coltura "X" diversa dal Mais si applica un fattore correttivo al valore di $E_{ec_biogas_Mais}$ ricavato dal rapporto tra $E_{ec_biometano}$ della coltura "X" e del Mais come riportato di seguito a pari modalità di gestione del digestato (Coperto o Scoperto) e, in funzione della configurazione degli ausiliari da Caso 1 a 3 con le eventuali maggiorazioni (Caso 3a e 3b) previste dalla UNI/TS 11567:2024 si procede al calcolo di E_{biogas} :

- A. $E_{ec_biogas_Mais}$ ricavato dalla RED II, Allegato VI, Parte C, Valori Standard disaggregati per la produzione di energia da biogas, (Prospetto 1),

IMPORTANTE - Il presente documento è stato elaborato dalla CT 284 del CTI e reso disponibile come FAQ CTI nelle more della revisione della UNI/TS 11567 per consentire agli operatori di adempiere agli obblighi di legge a partire dal 1° gennaio 2026. Il CTI si riserva in qualunque momento, sentito il Ministero competente, di apportare eventuali modifiche si rendessero necessarie o di ritirarlo. E' pertanto compito degli operatori verificare l'esistenza di eventuali aggiornamenti o il suo status di vigenza, così come eventuali indicazioni diverse fornite dal legislatore che pertanto hanno priorità.

- B. $E_{ec_biometano_Mais}$ ricavato dalla UNI/TS 11567:2024 Appendice A
- C. $E_{ec_biomentano_X}$ ricavato dalla UNI/TS 11567:2024 Appendice A

da cui si ottiene:

$$E_{ec_biogas_X} = (C / B) * A$$

E' sempre necessario utilizzare un approccio conservativo adottando sia per il Mais che per la coltura alternativa le emissioni più elevate tra quelle proposte dalla UNI/TS 11567 nelle varie configurazioni impiantistiche relative alla gestione dell'Off-Gas.

$E_{ec_biogas_X}$ va sommato alle altre emissioni di filiera del Mais, ossia $E_{p.lav_biogas}$ ed E_{u_biogas} , comuni a tutte le colture alternative, per ottenere "E", ovvero le emissioni totali di filiera espresse in gCO_{2eq}/MJ_{biogas} .

$$E_{biogas} = E_{ec_biogas_X} + E_{p.lav_biogas_Mais} + E_{u_biogas_Mais}$$

Si evidenzia che la UNI/TS 11567:2024, punto A.5, per gli impianti che utilizzano Mais in configurazione "digestato chiuso" prevede un tempo di permanenza di 60 giorni mentre per le colture diverse dal Mais il tempo di permanenza è di 30 giorni, ma le relative emissioni sono già incrementate di un valore di emissione pari a $1,6 gCO_{2eq} / MJ_{biogas}$ per il biogas residuo emesso dopo il 30° giorno. Pertanto, nel caso in cui il tempo di permanenza del digestato sia compreso tra 30 e 59 giorni è necessario aggiungere ad $E_{p.lav_biogas_Mais}$ un valore di $1,6 gCO_{2eq} / MJ_{biogas}$.

Inoltre, in applicazione del punto A.5 della norma, per tutte le colture nel caso in cui il digestato sia sottoposto a separazione Solido/Liquido e la frazione solida venga lasciata all'aperto (per esempio in platea) senza captazione di metano residuo, mentre la frazione liquida venga avviata a stoccaggio con captazione (a 30 o a 60 giorni), è necessario integrare le emissioni $E_{p.lav_biogas_Mais}$ con il valore $1,1 gCO_{2eq}/MJ$ relativo alla frazione solida.

Il valore così ottenuto va diviso per l'efficienza reale netta di generazione elettrica (a tal fine vedere il successivo punto 4 della presente nota) per ottenere il valore finale EC_{el} espresso in $gCO_{2eq}/MJ_{en.elettrica}$.

Il valore finale di EC_{el} va raffrontato al FFC pertinente, pari a $183 gCO_{2eq}/MJ_{e.el.}$, per ottenere il risparmio totale di filiera (GHG_{saving}), secondo la formula definita dalla RED II:

$$GHG_{saving} = (FFC - EC_{el}) / FFC$$

ESEMPIO 1: Calcolo di $E_{ec_biogas_Triticale}$ ed $E_{biogas_Triticale}$ per **triticale insilato** coltivato nel nord Italia, con digestato coperto per **60 giorni**, con configurazione degli ausiliari in Caso 1 (totalmente rinnovabili) e senza post combustore rigenerativo al cogeneratore (Vedere punto 5):

- A. $E_{ec_biogas_Mais}$: 15,2 gCO_{2eq}/MJ_{biogas}
- B. $E_{ec_biometano_Mais}$: 20,9 gCO_{2eq}/MJ_{biometano}
- C. $E_{ec_biometano_Triticale}$: 15,8 gCO_{2eq}/MJ_{biometano}

Applicando la formula definita sopra, dai fattori A, B e C si ricava:

$$E_{ec_biogas_Triticale}: (C/B) * A = (15,8 / 20,9) * 15,2 = 0,756 * 15,2 = 11,5 \text{ gCO}_{2eq}/\text{MJ}_{biogas}$$

Nel prospetto 4 sono riportati i valori di $E_{ec_biogas_X}$ ottenuti applicando la metodologia alle colture del Nord Italia per il digestato aperto e chiuso e con gli ausiliari corrispondenti al Caso 1.

Al valore così ottenuto di $E_{ec_biogas_Triticale}$ vanno aggiunte le altre emissioni della filiera biogas da Mais, che per il caso in esempio sono rappresentate solo da $E_{u_biogas_Mais}$ corrispondente a 12,5 gCO_{2eq}/MJ_{biogas}. pertanto:

$$E_{biogas_Triticale} = E_{ec_biogas_Triticale} + E_{u_biogas_Mais} = 11,5 + 12,5 = 24 \text{ gCO}_{2eq}/\text{MJ}_{biogas}$$

ESEMPIO 2: Calcolo di $E_{ec_biogas_Triticale}$ ed $E_{biogas_Triticale}$ per **triticale insilato** coltivato nel nord Italia, con digestato coperto per **30 giorni**, con configurazione degli ausiliari in Caso 1 (totalmente rinnovabili) e senza post combustore rigenerativo al cogeneratore (Vedere punto 5):

- A. $E_{ec_biogas_Mais}$: 15,2 gCO_{2eq}/MJ_{biogas}
- B. $E_{ec_biometano_Mais}$: 20,9 gCO_{2eq}/MJ_{biometano}
- C. $E_{ec_biometano_Triticale}$: 15,8 gCO_{2eq}/MJ_{biometano}

Applicando la formula definita sopra, dai fattori A, B e C si ricava:

$$E_{ec_biogas_Triticale}: (C/B) * A = (15,8 / 20,9) * 15,2 = 0,756 * 15,2 = 11,5 \text{ gCO}_{2eq}/\text{MJ}_{biogas}$$

Nel prospetto 4 sono riportati i valori di $E_{ec_biogas_X}$ ottenuti applicando la metodologia alle colture del Nord Italia per il digestato aperto e chiuso e con gli ausiliari corrispondenti al Caso 1.

Al valore così ottenuto di $E_{ec_biogas_Triticale}$ vanno aggiunte le altre emissioni della filiera biogas da Mais, che per il caso in esempio sono rappresentate da:

- $E_{p.lav_Mais} = 1,6 \text{ g} = 1,6 \text{ gCO}_{2eq}/\text{MJ}_{biogas}$
- $E_{u_biogas_Mais} = 12,5 \text{ gCO}_{2eq}/\text{MJ}_{biogas}$

Pertanto:

$$E_{biogas_Triticale} = E_{ec_biogas_Triticale} + E_{p.lav_Mais} + E_{u_biogas_Mais} = 11,5 + 1,6 + 12,5 = 25,6 \text{ gCO}_{2eq}/\text{MJ}_{biogas}$$

IMPORTANTE - Il presente documento è stato elaborato dalla CT 284 del CTI e reso disponibile come FAQ CTI nelle more della revisione della UNI/TS 11567 per consentire agli operatori di adempiere agli obblighi di legge a partire dal 1° gennaio 2026. Il CTI si riserva in qualunque momento, sentito il Ministero competente, di apportare eventuali modifiche si rendessero necessarie o di ritirarlo. E' pertanto compito degli operatori verificare l'esistenza di eventuali aggiornamenti o il suo status di vigenza, così come eventuali indicazioni diverse fornite dal legislatore che pertanto hanno priorità.

Prospetto 4 - Valori di emissione $E_{ec_biogas_X}$ per le colture elencate nella UNI/TS 11567:2024 del Nord Italia, digestato aperto e scoperto e ausiliari in Caso 1.

REDII									D. aperto	D. chiuso
Mais Eec_biogas									15,6	15,2

UNITS 11567:2024	Digestato aperto				Digestato coperto				CAUTELATIVI	
	>1% SC	<1%	<0,2%	Comb	>1% SC	<1%	<0,2%	Comb	D. aperto	D. chiuso
Mais Eec_biometano	21,5	21	20,8	21,5	20,9	20,5	20,3	20,9	21,5	20,9
Triticale Eec_biometano	16,2	15,8	15,7	16,2	15,8	15,5	15,4	15,8	16,2	15,8
Triticale Eec_biogas									11,8	11,5
Sorgo Eec_biometano	17,4	17,0	16,9	17,4	17,0	16,6	16,5	17,0	17,4	17,0
Sorgo Eec_biogas									12,6	12,4
Loietto Eec_biometano	24,7	24,2	24	24,7	24,2	23,7	23,5	24,2	24,7	24,2
Loietto Eec_biogas									17,9	17,6
Frumento Eec_biometano	17,4	17,1	16,9	17,4	17,0	16,7	16,6	17,0	17,4	17,0
Frumento Eec_biogas									12,6	12,4
Erba medica Eec_biometano	20,0	19,6	19,4	20,0	19,5	19,1	19,0	19,5	20,0	19,5
Erba medica Eec_biogas									14,5	14,2
Orzo Eec_biometano	19,6	19,2	19,0	19,6	19,1	18,8	18,6	19,1	19,6	19,1
Orzo Eec_biogas									14,2	13,9
Segale Eec_biometano	22,9	22,5	22,3	22,9	22,4	21,9	21,8	22,4	22,9	22,4
Segale Eec_biogas									16,6	16,3
Erbaio misto Eec_biometano	21,1	20,7	20,5	21,1	20,6	20,2	20,1	20,6	21,1	20,6
Erbaio misto Eec_biogas									15,3	15,0
Arundo donax Eec_biometano	7,5	7,4	7,3	7,5	7,3	7,2	7,1	7,3	7,5	7,3
Arundo donax Eec_biogas									5,4	5,3
Barbabetola autunnale Eec_biometano	14,6	14,3	14,2	14,6	14,3	14,0	13,9	14,3	14,6	14,3
Barbabetola autunnale Eec_biogas									10,6	10,4

L'approccio cautelativo citato in precedenza e relativo al trattamento dell'off-gas è evidenziato con le celle a sfondo colorato.

3.2 Forsu

Come anticipato al punto 3, per la Forsu le emissioni relative alla produzione di energia da biogas sono definite direttamente dalla RED II, Allegato VI alla voce biorifiuti (Prospetto 1) sempre in funzione della configurazione degli ausiliari di impianto (Casi da 1 a 3 e sottocasi 3a e 3b) e delle modalità di gestione del digestato.

Si evidenzia che per la configurazione "digestato chiuso" si intende un tempo di permanenza pari ad almeno 60 gg. Per tempi inferiori è necessario integrare le emissioni applicando quanto definito nella UNI/TS 11567:2024 per le parti pertinenti.

Inoltre, in applicazione del punto A.5 della norma, nel caso in cui il digestato sia sottoposto a separazione Solido/Liquido e la frazione solida venga lasciata all'aperto (per esempio in platea) senza captazione di metano residuo, mentre la frazione liquida venga avviata a stoccaggio con captazione, è necessario integrare le emissioni $E_{p,lav}$ con il valore $1,1 \text{ gCO}_{2eq}/\text{MJ}$ relativo alla frazione solida.

Il valore così ottenuto va diviso per l'efficienza reale netta di generazione elettrica (a tal fine vedere il successivo punto 4 della presente nota) per ottenere il valore finale E_c espresso in $\text{gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{en.elettrica}}$.

Il valore finale di EC_{el} va raffrontato al FFC pertinente, pari a $183 \text{ gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{e.el.}}$, per ottenere il risparmio totale di filiera ($\text{GHG}_{\text{saving}}$), secondo la formula definita dalla RED II:

$$\text{GHG}_{\text{saving}} = (\text{FFC} - EC_{\text{el}}) / \text{FFC}$$

3.3 Residui e Fanghi da depurazione di acque reflue urbane

I residui così come i fanghi da depurazione di acque reflue urbane (d'ora in avanti "fanghi") sono una particolare tipologia di matrice le cui emissioni per la filiera del biometano per trasporti sono state definite nella UNI/TS 11567:2024 partendo dalle informazioni contenute nella documentazione elaborata da DG JRC a supporto della RED II nello specifico in relazione alla voce Biorifiuti per la produzione di biogas e Residui agricoli quali combustibili da biomassa per la produzione di energia. Pertanto, non sono disponibili sia nella UNI/TS 11567 che nella RED II i valori di emissione standard relativi a questi materiali come matrice per la filiera dell'energia da biogas.

In base a questa premessa, si deve applicare la seguente metodologia semplificata che fa riferimento alle emissioni della filiera biogas per energia alimentata a Forsu.

Si devono considerare esclusivamente le emissioni della filiera biometano per trasporti compatibili con la filiera biogas definita dalla RED II, pertanto E_{p_Lav} (se presente) ed E_{td} definite nella UNI/TS 11567:2024 rispettivamente nei prospetti A.2 (Forsu) e A.9 (Residui) o A.10 (Fanghi) e le emissioni disaggregate e totali per la Forsu per la filiera biogas come definite dalla RED II.

Si evidenzia che per alcune filiere è possibile che alcuni fattori di calcolo siano pari a zero, come ad esempio le emissioni $E_{p.lav_biogas_Forsu}$ nella filiera del biogas per energia alimentata a Forsu nella configurazione Caso 1 e Digestato coperto a 60 giorni oppure le emissioni $E_{td_biometano_Fango}$ nella filiera del biometano per trasporti alimentata a Fanghi in tutte le configurazioni. Questo non inficia la metodologia semplificata.

- A. $E_{u_biogas_Forsu}$ corrispondenti alla voce "Emissioni diverse da CO_2 derivanti dal combustibile utilizzato" presente nelle emissioni disaggregate per la Forsu per la filiera biogas, pari ad un valore fisso di $12,5 \text{ gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}_{\text{biogas}}$, in assenza di post combustore rigenerativo, ricavato dalla RED II, Allegato VI, Parte C, Valori Standard disaggregati per la produzione di energia da biogas (Vedere Prospetto 1),
- B. Biometano da Forsu, valori ricavati dalla UNI/TS 11567:2024 Appendice A, Prospetto A.2
 - $B_1 E_{p.lav_biometano_Forsu}$
 - $B_2 E_{td_biometano_Forsu}$
- C. Biometano da Residuo o Fango, valori ricavati dalla UNI/TS 11567:2024 Appendice A, Prospetto A.9 o A.10
 - $C_1 E_{p.lav_biometano_Residuo/Fango}$
 - $C_2 E_{td_biometano_Residuo/Fango}$
- D. Biogas da Forsu, valori ricavati dalla RED II, Allegato VI, Parte C, Valori Standard disaggregati per la produzione di energia da biogas (Vedere Prospetto 1)
 - $D_1 E_{p.lav_biogas_Forsu}$
 - $D_2 E_{td_biogas_Forsu}$

Nota: $E_{p.lav_biogas_Forsu}$ nella configurazione Digestato coperto a 60 giorni e ausiliari Caso 1 è pari a zero, pertanto, il valore disaggregato non va calcolato.

da cui si ottiene:

$$E_{fase_biogas_1/2} = (C_{1/2} / B_{1/2}) * D_{1/2}$$

Pertanto,

$$E_{p.lav_biogas_Residuo/Fango} = (C_1 / B_1) * D_1$$

$$E_{td_biogas_Residuo/Fango} = (C_2 / B_2) * D_2$$

e conseguentemente

$$E_{biogas_Residuo/Fango} = E_{p.lav_Residuo/Fango} + E_{td_Residuo/Fango} + E_{u_biogas_Forsu}$$

E' sempre necessario utilizzare un approccio conservativo adottando sia per la Forsu che per i Residui o i Fanghi le emissioni più elevate tra quelle proposte dalla UNI/TS 11567 nelle varie configurazioni impiantistiche relative alla gestione dell'Off-Gas.

Si evidenzia che in base alla UNI/TS 11567:2024, punto A.5, per gli impianti che utilizzano Forsu e Fanghi in configurazione "digestato chiuso" le emissioni $E_{p.lav}$ fanno riferimento ad un tempo di permanenza del digestato pari a 60 o più giorni. Pertanto, nel caso in cui il tempo di permanenza dello stesso sia compreso tra 30 e 59 giorni è necessario aggiungere ad $E_{p.lav}$ per tutte le filiere in gioco una emissione pari a 1,6 gCO_{2eq} /MJ.

Mentre per i Residui, la UNI/TS 11567:2024 considera il digestato a 30 giorni con valori di emissione già maggiorati pertanto qualora il digestato da Residui abbia un tempo di permanenza di 60 o più giorni, il valore di 1,6 gCO_{2eq} /MJ va sottratto ad $E_{p.lav_biometano_Residuo}$.

Inoltre, in applicazione del punto A.5 della norma, nel caso in cui il digestato sia sottoposto a separazione Solido/Liquido e la frazione solida venga lasciata all'aperto (per esempio in platea) senza captazione di metano residuo, mentre la frazione liquida venga avviata a stoccaggio con captazione, è necessario aggiungere ad $E_{p.lav}$ per tutte le filiere in gioco una emissione pari a 2,2 gCO_{2eq}/MJ relativo alla frazione solida.

Di seguito si forniscono due esempi di calcolo per un Residuo e per un Fango.

ESEMPIO 3: Calcolo di $E_{biogas_Residuo}$ per un **residuo a medio contenuto di umidità (30% < U ≤ 80%)** con digestato coperto per 60 giorni, con configurazione degli ausiliari in Caso 1 (totalmente rinnovabili) e senza post combustore rigenerativo al cogeneratore (Vedere punto 5).

A $E_{u_biogas_Forsu}$: 12,5 gCO_{2eq}/MJ_{biogas}

B₁ $E_{p.lav_biometano_Forsu}$: 0,5 gCO_{2eq}/MJ_{biometano}

B₂ $E_{td_biometano_Forsu}$: 0,6 gCO_{2eq}/MJ_{biometano}

C₁ $E_{p.lav_biometano_Residuo}$: 2,5-1,6 = 0,9 gCO_{2eq}/MJ_{biometano}

C₂ $E_{td_biometano_residuo}$: 0,5 gCO_{2eq}/MJ_{biometano}

$$D_1 E_{p,lav_biogas_Forsu}: 0,0$$

$$D_2 E_{td_biogas_Forsu}: 0,5 \text{ gCO}_{2eq}/\text{MJ}_{biogas}$$

Applicando le formule si ricava:

$$E_{p,lav_biogas_Residuo}: (C_1 / B_1) * D_1 = (0,9 / 0,5) * 0,0 = 0,0$$

$$E_{td_biogas_Residuo}: (C_2 / B_2) * D_2 = (0,5 / 0,6) * 0,5 = 0,4 \text{ gCO}_{2eq}/\text{MJ}_{biogas}$$

$$E_{biogas_Residuo} = 0,0 + 0,4 + 12,5 = 12,9 \text{ gCO}_{2eq}/\text{MJ}_{biogas}$$

ESEMPIO 4: Calcolo di E_{biogas_Fango} per un **fango da depurazione acque reflue urbane** con digestato coperto per 30 giorni, con configurazione degli ausiliari in Caso 3 (base) e senza post combustore rigenerativo al cogeneratore (Vedere punto 5).

$$A E_{u_biogas_Forsu}: 12,5 \text{ gCO}_{2eq}/\text{MJ}_{biogas}$$

$$B_1 E_{p,lav_biometano_Forsu}: 7,2 + 1,6 = 8,8 \text{ gCO}_{2eq}/\text{MJ}_{biometano}$$

$$B_2 E_{td_biometano_Forsu}: 0,5 \text{ gCO}_{2eq}/\text{MJ}_{biometano}$$

$$C_1 E_{p,lav_biometano_Fango}: 5,3 + 1,6 = 6,9 \text{ gCO}_{2eq}/\text{MJ}_{biometano}$$

$$C_2 E_{td_biometano_Fango}: 0,0$$

$$D_1 E_{p,lav_biogas_Forsu}: 9,1 + 1,6 = 10,7 \text{ gCO}_{2eq}/\text{MJ}_{biogas}$$

$$D_2 E_{td_biogas_Forsu}: 0,5 \text{ gCO}_{2eq}/\text{MJ}_{biogas}$$

Applicando le formule si ricava:

$$E_{p,lav_biogas_Fango}: (C_1 / B_1) * D_1 = (6,9 / 8,8) * 10,7 = 8,4 \text{ gCO}_{2eq}/\text{MJ}_{biogas}$$

$$E_{td_biogas_Fango}: (C_2 / B_2) * D_2 = (0,0 / 0,5) * 0,5 = 0,0$$

$$E_{biogas_Fango} = 8,4 + 0,0 + 12,5 = 20,9 \text{ gCO}_{2eq}/\text{MJ}_{biogas}$$

Il valore $E_{biogas_Resido/Fango}$ così ottenuto va diviso per l'efficienza reale netta di generazione elettrica (a tal fine vedere il successivo punto 4 della presente nota) per ottenere il valore finale EC_{el} espresso in $\text{gCO}_{2eq}/\text{MJ}_{en.elettrica}$.

Il valore finale di EC_{el} va confrontato al FFC pertinente, pari a $183 \text{ gCO}_{2eq}/\text{MJ}_{e.el.}$, per ottenere il risparmio totale di filiera (GHG_{saving}), secondo la formula definita dalla RED II:

$$GHG_{saving} = (FFC - EC_{el}) / FFC$$

3.4 Effluenti zootecnici

Come anticipato in premessa, per gli effluenti zootecnici le emissioni relative alla produzione di energia da biogas sono definite dalla RED II, Allegato VI alla voce "letame umido" (Prospetto 1), in funzione della configurazione degli ausiliari di impianto (Casi da 1 a 3) e delle modalità di gestione del digestato.

Si evidenzia che in base alla UNI/TS 11567:2024, punto A.5, per gli impianti che utilizzano Effluenti zootecnici in configurazione "digestato chiuso" e che prevedono un tempo di permanenza dello stesso compreso tra 30 e 59 giorni è necessario aggiungere ad $E_{p.lav_biogas_Effluenti}$ una emissione pari a $1,6 \text{ gCO}_{2eq} / \text{MJ}$.

Inoltre, in applicazione del punto A.5 della norma, nel caso in cui il digestato sia sottoposto a separazione Solido/Liquido e la frazione solida venga lasciata all'aperto (per esempio in platea) senza captazione di metano residuo, mentre la frazione liquida venga avviata a stoccaggio con captazione, è necessario integrare le emissioni $E_{p.lav_biogas_Effluenti}$ con il valore $6,3 \text{ gCO}_{2eq} / \text{MJ}$ relativo alla frazione solida.

Il valore così ottenuto va diviso per l'efficienza reale netta di generazione elettrica (a tal fine vedere il successivo punto 4) per ottenere il valore finale EC_{el} espresso in $\text{gCO}_{2eq} / \text{MJ}_{en.elettrica}$.

Il valore finale di EC_{el} va raffrontato al FFC pertinente per ottenere il risparmio totale di filiera ($\text{GHG}_{\text{saving}}$), secondo la formula definita dalla RED II:

$$\text{GHG}_{\text{saving}} = (\text{FFC} - EC_{el}) / \text{FFC}$$

4. Efficienza di trasformazione del biogas in energia

Per il calcolo dei risparmi attribuibili alle varie filiere di produzione di energia da biogas, la RED II impone di tenere conto dell'efficienza di trasformazione del biogas in energia secondo la seguente formula per il passaggio da E a EC_{el} :

$$EC_{el} = \frac{E}{\mu_{el}} * \left(\frac{C_{el} * \mu_{el}}{C_{el} * \mu_{el} + C_h * \mu_h} \right)$$

Il valore di efficienza esprime il rapporto fra energia contenuta nel combustibile introdotto (determinato in base al Potere Calorifico Inferiore - PCI) e l'energia elettrica e termica in uscita ed è espresso in termini percentuali.

La metodologia indicata dalla RED II e i relativi calcoli applicativi forniti da DG JRC indicano che a fronte di una efficienza lorda standard pari al 36% per le filiere in oggetto, poiché le singole matrici ricorrono in forma diversa agli ausiliari, devono venir applicate opportune riduzioni dell'efficienza per ottenere l'efficienza netta:

- - 1% per ausiliari generali comune a tutte le filiere
- - 2,5% di maggiori ausiliari per il mais
- - 2,0% di maggiori ausiliari per il letame
- - 3,0% di maggiori ausiliari per i Forsu

Pertanto, l'efficienza netta standard per le tre macrocategorie, secondo DG JRC, è pari a:

- 32,5% per il Mais e le colture alternative
- 33,0% per gli effluenti zootecnici
- 32,0% per la Forsu, i residui e i fanghi

A livello nazionale si ritiene penalizzante questo approccio in quanto non rispetta l'efficienza media del parco cogenerativo nazionale, pur considerando che rappresenta un valore medio applicabile.

Con questa premessa, il valore di efficienza del cogeneratore da utilizzare nel contesto della metodologia di cui alla presente nota è riportato di seguito, dopo alcune assunzioni di partenza.

La norma **ISO 26382:2010** – “*Cogeneration systems — Technical declarations for planning, evaluation and procurement*” definisce come deve essere redatta la Scheda tecnica di un cogeneratore.

La norma **ISO 50045:2019** – “*Technical guidelines for the evaluation of energy savings of thermal power plants*”, fornisce un quadro metodologico per la valutazione delle prestazioni energetiche, incluse le unità di cogenerazione, da riportare nella Scheda tecnica. La norma contiene formule e indicatori per determinare l'efficienza elettrica, l'efficienza termica e l'efficienza globale in condizioni standard e mediante prove effettuate su banco in condizioni controllate (es. potenza nominale, specifica concentrazione di metano nel biogas, ecc). Tale efficienza, pertanto, non è quella effettivamente riscontrabile nelle macchine durante il normale esercizio perché il rendimento elettrico è influenzato da vari fattori tecnici ed ambientali, fra i quali si evidenziano:

- Concentrazione di CH₄ nel biogas
- Umidità ed inquinanti nel biogas (es. H₂S, umidità, ecc)
- Potenza di esercizio rispetto alla potenza nominale di targa

A tal fine, la **Norma ISO 3046-1** “*Motori alternativi a combustione interna - Prestazioni - Condizioni normali di riferimento, dichiarazioni di potenza, consumi di combustibile e di olio lubrificante e metodi di prova*”, ammette per le macchine in esercizio uno scostamento del +5% sul consumo specifico di combustibile rispetto al valore dichiarato alla potenza nominale dichiarata, salvo diversa indicazione del costruttore. Questo significa che, se il costruttore dichiara un certo consumo specifico (ad esempio in g/kWh) per una determinata potenza, la norma ammette che il consumo reale misurato durante le prove possa essere fino al 5% superiore.

Su questa base e sull'esperienza in campo l'efficienza media di un cogeneratore in esercizio, considerando le correzioni sopra descritte (concentrazione di metano, potenza, ecc.) può essere ben rappresentata con la formula:

$$Eff_r = \frac{Eff_{scheda}}{1,05} = Eff_{scheda} \cdot 0,9523 \approx Eff_{scheda} \cdot 0,95$$

- Eff_r = Efficienza reale utilizzata nei calcoli di riduzione e nel bilancio di massa
- Eff_{scheda} = Efficienza elettrica riportata sulla scheda tecnica della macchina

Quindi, considerato quanto sopra e ritenendo possibile applicare il medesimo approccio consentito dalla RED 2 circa l'utilizzo di dati disaggregati reali quando migliorativi rispetto a quelli standard, per ricavare l'efficienza lorda da utilizzare per i calcoli di cui alla presente nota si può applicare la seguente equazione:

$$Eff_r = MAX(36\%; Eff_{scheda} \cdot 0,95)$$

che consente di utilizzare l'efficienza migliore tra quella standard definita dal JRC e quella risultante dalla Scheda Tecnica del cogeneratore ridotta di un 5%.

A questa efficienza reale lorda va sottratto l'impatto dei servizi ausiliari, il cui calcolo può seguire due opzioni per ottenere l'efficienza reale netta (Eff_{r_NETTA}):

- utilizzo del dato forfettario fornito dal JRC con approccio semplificato e conservativo come segue:
 - Impianti agricoli (Colture agricole, residui ed effluenti): - 1% "generalì" e -2,5 % "biomasse"
 - Impianti a Forsu e fanghi: - 1% "generalì" e - 3% "biomasse";

Nota: la detrazione per i servizi ausiliari è in valore assoluto sull'efficienza elettrica lorda di macchina. L'efficienza netta da utilizzare nel calcolo è quindi, ad esempio:

Impianti agricoli - $Eff_{r_NETTA} = 39\% - 1\% - 2,5\% = 35,5\%$

Impianti a Forsu e fanghi - $Eff_{r_NETTA} = 39\% - 1\% - 3\% = 35,0\%$

- utilizzo del rapporto tra la misura su base mensile dei valori di energia lorda generata ed energia elettrica netta immessa in rete

$Eff_{r_NETTA} = Eff_r \cdot (Energia\ elettrica\ netta\ immessa\ in\ rete_{mese} / energia\ elettrica\ lorda\ prodotta_{mese})$

5. Emissioni all'utilizzo (E_u)

L'utilizzo di sistemi di post combustione sulle emissioni E_u del cogeneratore consente l'abbattimento pressoché totale del metano incombusto; pertanto, al fine di stimolare l'introduzione di tecnologie ambientalmente favorevoli nel mercato nazionale, per gli impianti dotati di tali sistemi è possibile scontare le emissioni forfettarie definite dalla RED II, pari a 12,5 gCO_{2eq}, al pari dell'approccio utilizzato dalla medesima direttiva per la combustione dell'Off-gas.

L'utilizzo di sistemi di generazione diversi dalla combustione (Esempio: celle a combustibili) non comporta emissioni native di incombusti.

In tali casi, quindi, per tutte le filiere il valore di E_u è pari a zero.