

Il presente testo è un semplice strumento di documentazione e non produce alcun effetto giuridico. Le istituzioni dell'Unione non assumono alcuna responsabilità per i suoi contenuti. Le versioni facenti fede degli atti pertinenti, compresi i loro preamboli, sono quelle pubblicate nella Gazzetta ufficiale dell'Unione europea e disponibili in EUR-Lex. Tali testi ufficiali sono direttamente accessibili attraverso i link inseriti nel presente documento

► **B**      **DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO**  
**dell'11 dicembre 2018**  
**sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili**  
**(rifusione)**

(Testo rilevante ai fini del SEE)  
(GU L 328 del 21.12.2018, pag. 82)

Rettificata da:

► **C1**      Rettifica, GU L 311 del 25.9.2020, pag. 11 (2018/2001)



**DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E  
DEL CONSIGLIO**

**dell'11 dicembre 2018**

**sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili**

**(rifusione)**

**(Testo rilevante ai fini del SEE)**

*Articolo 1*

**Oggetto**

La presente direttiva stabilisce un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili. Essa fissa un obiettivo vincolante dell'Unione per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia dell'Unione nel 2030. Detta anche norme relative al sostegno finanziario per l'energia elettrica da fonti rinnovabili, all'autoconsumo di tale energia elettrica, all'uso di energia da fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e raffrescamento e nel settore dei trasporti, alla cooperazione regionale tra gli Stati membri e tra gli Stati membri e i paesi terzi, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative e all'informazione e alla formazione. Fissa altresì criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa.

*Articolo 2*

**Definizioni**

Ai fini della presente direttiva si applicano le pertinenti definizioni della direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio <sup>(1)</sup>.

Si applicano inoltre le seguenti definizioni:

- 1) «energia da fonti rinnovabili» oppure «energia rinnovabile»: energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare (solare termico e fotovoltaico) e geotermica, energia dell'ambiente, energia mareomotrice, del moto ondoso e altre forme di energia marina, energia idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas;
- 2) «energia dell'ambiente»: energia termica naturalmente disponibile ed energia accumulata in ambienti confinati, che può essere immagazzinata nell'aria dell'ambiente, esclusa l'aria esausta, o nelle acque superficiali o reflue;
- 3) «energia geotermica»: energia immagazzinata sotto forma di calore sotto la crosta terrestre;;

<sup>(1)</sup> Direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE (GU L 211 del 14.8.2009, pag. 55).

**▼B**

- 4) «consumo finale lordo di energia»: i prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, il consumo di energia elettrica e di calore del settore energetico per la produzione di energia elettrica, di calore e di carburante per il trasporto, e le perdite di energia elettrica e di calore con la distribuzione e la trasmissione;
- 5) «regime di sostegno»: strumento, regime o meccanismo, applicato da uno Stato membro o gruppo di Stati membri, inteso a promuovere l'uso di energia da fonti rinnovabili riducendone i costi, aumentando i prezzi a cui può essere venduta o aumentando, per mezzo di obblighi in materia di energie rinnovabili o altri mezzi, il volume acquistato di tale energia, includendo a titolo esemplificativo, ma non esaustivo, gli aiuti agli investimenti, le esenzioni o gli sgravi fiscali, le restituzioni d'imposta, i regimi di sostegno nella forma di obblighi in materia di energie rinnovabili, inclusi quelli che usano certificati verdi, e i regimi di sostegno diretto sui prezzi, ivi comprese le tariffe onnicomprensive e le tariffe premio fisse o variabili;
- 6) «obbligo in materia di energie rinnovabili»: regime di sostegno che obbliga i produttori di energia a includere nella loro produzione una determinata quota di energia da fonti rinnovabili, i fornitori di energia a includere una determinata quota di energia da fonti rinnovabili nella loro offerta o i consumatori di energia a includere una determinata quota di energia da fonti rinnovabili nei loro consumi, compresi i regimi nei quali tali obblighi possono essere soddisfatti mediante l'uso di certificati verdi;
- 7) «strumento finanziario»: uno strumento finanziario quale definito all'articolo 2, punto 29), del regolamento (UE, Euratom) 2018/1046 del Parlamento europeo e del Consiglio <sup>(1)</sup>;
- 8) «PMI»: le microimprese, le piccole imprese o le medie imprese quali definite all'articolo 2 dell'allegato della raccomandazione 2003/361/CE della Commissione <sup>(2)</sup>;
- 9) «calore e freddo di scarto»: il calore o il freddo inevitabilmente ottenuti come sottoprodotti negli impianti industriali o di produzione di energia, o nel settore terziario, che si disperderebbero nell'aria o nell'acqua rimanendo inutilizzati e senza accesso a un sistema di teleriscaldamento o teleraffrescamento, nel caso in cui la cogenerazione sia stata o sarà utilizzata o non sia praticabile;

<sup>(1)</sup> Regolamento (UE, Euratom) 2018/1046 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 luglio 2018, che stabilisce le regole finanziarie applicabili al bilancio generale dell'Unione, che modifica i regolamenti (UE) n. 1296/2013, (UE) n. 1301/2013, (UE) n. 1303/2013, (UE) n. 1304/2013, (UE) n. 1309/2013, (UE) n. 1316/2013, (UE) n. 223/2014, (UE) n. 283/2014 e la decisione n. 541/2014/UE e abroga il regolamento (UE, Euratom) n. 966/2012 (GU L 193 del 30.7.2018, pag. 1).

<sup>(2)</sup> Raccomandazione 2003/361/CE della Commissione, del 6 maggio 2003, relativa alla definizione delle microimprese, piccole e medie imprese (GU L 124 del 20.5.2003, pag. 36).

**▼B**

- 10) «revisione della potenza dell'impianto» (*repowering*): il rinnovamento delle centrali elettriche che producono energia rinnovabile, compresa la sostituzione integrale o parziale di impianti o apparecchiature e sistemi operativi al fine di sostituire capacità o di aumentare l'efficienza o la capacità dell'impianto;
- 11) «gestore del sistema di distribuzione»: gestore ai sensi dell'articolo 2, punto 6), della direttiva 2009/72/CE e dell'articolo 2, punto 6), della direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio <sup>(1)</sup>;
- 12) «garanzia di origine»: documento elettronico che serve esclusivamente a provare a un cliente finale che una determinata quota o quantità di energia è stata prodotta da fonti rinnovabili;
- 13) «mix energetico residuale»: il mix energetico totale annuo di uno Stato membro, al netto della quota rappresentata dalle garanzie di origine annullate;
- 14) «autoconsumatore di energia rinnovabile»: un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale;
- 15) «autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente»: gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente ai sensi del punto 14) e si trovano nello stesso edificio o condominio;
- 16) «comunità di energia rinnovabile»: soggetto giuridico:
  - a) che, conformemente al diritto nazionale applicabile, si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione;
  - b) i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;
  - c) il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari;
- 17) «accordo di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili»: un contratto con il quale una persona fisica o giuridica si impegna ad acquistare energia elettrica da fonti rinnovabili direttamente da un produttore di energia elettrica;

<sup>(1)</sup> Direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE (GU L 211 del 14.8.2009, pag. 94).

**▼B**

- 18) «scambi tra pari» di energia rinnovabile: vendita di energia rinnovabile tra i partecipanti al mercato in virtù di un contratto con condizioni prestabilite che disciplina l'esecuzione e il regolamento automatizzati dell'operazione, direttamente tra i partecipanti al mercato o indirettamente tramite un terzo certificato partecipante al mercato, come ad esempio un aggregatore. Il diritto di condurre scambi tra pari non pregiudica i diritti o gli obblighi delle parti coinvolte in qualità di consumatori finali, produttori, fornitori o aggregatori;
- 19) «teleriscaldamento» o «teleraffrescamento»: la distribuzione di energia termica in forma di vapore, acqua calda o liquidi refrigerati, da fonti centrali o decentrate di produzione verso una pluralità di edifici o siti tramite una rete, per il riscaldamento o il raffrescamento di spazi o di processi di lavorazione;
- 20) «teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti»: teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti quali definiti alla definizione dell'articolo 2, punto 41), della direttiva 2012/27/UE;
- 21) «cogenerazione ad alto rendimento»: la cogenerazione ad alto rendimento quale definita all'articolo 2, punto 34), della direttiva 2012/27/UE;
- 22) «attestato di prestazione energetica»: l'attestato di prestazione energetica quale definito all'articolo 2, punto 12), della direttiva 2010/31/UE;
- 23) «rifiuto»: rifiuto quale definito all'articolo 3, punto 1), della direttiva 2008/98/CE, escluse le sostanze che sono state deliberatamente modificate o contaminate per soddisfare la presente definizione;
- 24) «biomassa»: la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura, comprendente sostanze vegetali e animali, dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti, compresi i rifiuti industriali e urbani di origine biologica;
- 25) «biomassa agricola»: la biomassa risultante dall'agricoltura;
- 26) «biomassa forestale»: la biomassa risultante dalla silvicoltura;
- 27) «combustibili da biomassa»: combustibili solidi e gassosi prodotti dalle biomasse;
- 28) «biogas»: combustibile gassoso prodotto dalle biomasse;
- 29) «rifiuti organici»: rifiuti organici quali definiti all'articolo 3, punto 4), della direttiva 2008/98/CE;
- 30) «zona di approvvigionamento»: l'area geografica definita da cui provengono le materie prime di biomassa forestale, di cui sono disponibili informazioni affidabili e indipendenti e dove le condizioni sono sufficientemente omogenee per valutare il rischio presentato dalle caratteristiche di sostenibilità e legalità della biomassa forestale;

**▼B**

- 31) «rigenerazione forestale»: la ricostituzione con mezzi naturali o artificiali di un'area boschiva a seguito della rimozione della precedente popolazione forestale per abbattimento o per cause naturali, compresi gli incendi o le tempeste;
- 32) «bioliquidi»: combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'energia elettrica, il riscaldamento e il raffreddamento, prodotti a partire dalla biomassa;
- 33) «biocarburanti»: carburanti liquidi per il trasporto ricavati dalla biomassa;
- 34) «biocarburanti avanzati»: i biocarburanti prodotti a partire dalle materie prime elencate nell'allegato IX, parte A;
- 35) «carburanti derivanti da carbonio riciclato»: combustibili liquidi e gassosi che sono prodotti da flussi di rifiuti liquidi o solidi di origine non rinnovabile che non sono idonei al recupero di materie ai sensi dell'articolo 4 della direttiva 2008/98/CE o dal gas derivante dal trattamento dei rifiuti e dal gas di scarico di origine non rinnovabile che sono prodotti come conseguenza inevitabile e non intenzionale del processo di produzione negli impianti industriali;
- 36) «carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto»: i carburanti liquidi o gassosi che sono utilizzati nel settore dei trasporti, diversi dai biocarburanti o dai biogas, il cui contenuto energetico proviene da fonti rinnovabili diverse dalla biomassa;
- 37) «biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa a basso rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni»: biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa le cui materie prime sono state prodotte nell'ambito di sistemi che evitano gli effetti di spostamento dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei combustibili da biomassa ottenuti da colture alimentari e foraggere mediante il miglioramento delle pratiche agricole e mediante la coltivazione in aree che non erano precedentemente utilizzate a tal fine, e che sono stati prodotti conformemente ai criteri di sostenibilità per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa di cui all'articolo 29;
- 38) «fornitore di combustibile»: un soggetto che fornisce combustibile al mercato ed è responsabile del passaggio di combustibile attraverso un punto di riscossione delle accise o, nel caso dell'energia elettrica o se non è dovuta alcuna accisa o se debitamente giustificato, qualsiasi altro soggetto pertinente designato da uno Stato membro;
- 39) «colture amidacee»: colture comprendenti principalmente cereali, indipendentemente dal fatto che siano utilizzati solo i grani ovvero sia utilizzata l'intera pianta, come nel caso del mais verde; tuberi e radici, come patate, topinambur, patate dolci, manioca e ignami; e colture di bulbo-tuberi, quali la colocasia e la xantosoma;

**▼B**

- 40) «colture alimentari e foraggere»: colture amidacee, zuccherine o oleaginose prodotte su terreni agricoli come coltura principale, esclusi residui, rifiuti o materie ligno-cellulosiche e le colture intermedie, come le colture intercalari e le colture di copertura, a condizione che l'uso di tali colture intermedie non generi una domanda di terreni supplementari;
- 41) «materie ligno-cellulosiche»: materie composte da lignina, cellulosa ed emicellulosa quali la biomassa proveniente da foreste, le colture energetiche legnose e i residui e rifiuti della filiera forestale;
- 42) «materie cellulosiche di origine non alimentare»: materie prime composte principalmente da cellulosa ed emicellulosa e aventi un tenore di lignina inferiore a quello delle materie ligno-cellulosiche, compresi i residui di colture alimentari e foraggere, quali paglia, steli di granturco, pule e gusci, le colture energetiche erbacee a basso tenore di amido, quali loglio, panico verga, miscanthus, canna comune, le colture di copertura precedenti le colture principali e ad esse successive, le colture miste di leguminose e graminacee, i residui industriali, anche residui di colture alimentari e foraggere dopo che sono stati estratti gli olii vegetali, gli zuccheri, gli amidi e le proteine, e le materie derivate dai rifiuti organici, intendendo per colture miste di leguminose e graminacee e colture di copertura pascoli temporanei costituiti da un'associazione mista di graminacee e leguminose a basso tenore di amido che sono coltivati a turno breve per produrre foraggio per il bestiame e migliorare la fertilità del suolo al fine di ottenere rese superiori dalle colture arabili principali;
- 43) «residuo»: sostanza diversa dal prodotto o dai prodotti finali cui mira direttamente il processo di produzione; non costituisce l'obiettivo primario del processo di produzione e il processo non è stato deliberatamente modificato per ottenerlo;
- 44) «residui dell'agricoltura, dell'acquacoltura, della pesca e della silvicoltura»: residui che sono generati direttamente dall'agricoltura, dall'acquacoltura, dalla pesca e dalla silvicoltura e non comprendono i residui delle industrie connesse o della lavorazione;
- 45) «valore reale»: la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per alcune o per tutte le fasi di uno specifico processo di produzione di biocarburanti, bioliquidi o combustibile da biomassa calcolata secondo la metodologia definita nell'allegato V, parte C, o nell'allegato VI, parte B;
- 46) «valore tipico»: una stima delle emissioni di gas a effetto serra e della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per una particolare filiera di produzione del biocarburante, del bioliquido o del combustibile da biomassa, rappresentativa del consumo dell'Unione;
- 47) «valore standard»: un valore stabilito a partire da un valore tipico applicando fattori predeterminati e che, in circostanze definite dalla presente direttiva, può essere utilizzato al posto di un valore reale.



### Articolo 3

#### **Obiettivo vincolante complessivo dell'Unione per il 2030**

1. Gli Stati membri provvedono collettivamente a far sì che la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione nel 2030 sia almeno pari al 32 %. La Commissione valuta tale obiettivo al fine di presentare, entro il 2023, una proposta legislativa intesa a rialzarlo nel caso di ulteriori sostanziali riduzioni dei costi della produzione di energia rinnovabile, se risulta necessario per rispettare gli impegni internazionali dell'Unione a favore della decarbonizzazione o se il rialzo è giustificato da un significativo calo del consumo energetico nell'Unione.

2. Gli Stati membri fissano contributi nazionali per conseguire collettivamente l'obiettivo vincolante complessivo dell'Unione per il 2030 di cui al paragrafo 1 del presente articolo, come parte dei loro piani nazionali integrati per l'energia e il clima in conformità degli articoli da 3 a 5 e da 9 a 14 del regolamento (UE) 2018/1999. Nell'elaborare le proposte dei piani nazionali integrati per l'energia e il clima, gli Stati membri possono prendere in considerazione la formula riportata nell'allegato II di tale regolamento.

Se, sulla base della valutazione delle proposte dei piani nazionali integrati per l'energia e il clima, presentati ai sensi dell'articolo 9 del regolamento (UE) 2018/1999, giunge alla conclusione che i contributi nazionali degli Stati membri sono insufficienti per conseguire collettivamente l'obiettivo vincolante complessivo dell'Unione, la Commissione segue la procedura di cui agli articoli 9 e 31 di tale regolamento.

3. Gli Stati membri provvedono affinché nell'elaborazione delle politiche nazionali, compresi gli obblighi derivanti dagli articoli da 25 a 28 della presente direttiva, e dei regimi di sostegno sia tenuta in debita considerazione la gerarchia dei rifiuti di cui all'articolo 4 della direttiva 2008/98/CE al fine di evitare indebiti effetti di distorsione sui mercati delle materie prime. Gli Stati membri non concedono alcun sostegno per l'energia rinnovabile prodotta mediante l'incenerimento di rifiuti se non sono stati rispettati gli obblighi in materia di raccolta differenziata stabiliti in tale direttiva.

4. A decorrere dal 1° gennaio 2021, la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia di ciascuno Stato membro non è inferiore alla quota base di riferimento indicata nella terza colonna della tabella riportata nell'allegato I, parte A, della presente direttiva. Gli Stati membri adottano le misure necessarie a garantire il rispetto di tale quota base di riferimento. Se uno Stato membro non mantiene la sua quota base di riferimento misurata su un periodo di un anno, si applica l'articolo 32, paragrafo 4, primo e secondo comma, del regolamento 2018/1999.

5. La Commissione sostiene gli obiettivi ambiziosi degli Stati membri introducendo un quadro favorevole che comprenda un maggior utilizzo dei fondi dell'Unione, compresi fondi aggiuntivi volti a favorire una transizione equa delle regioni ad alta intensità di carbonio verso un aumento delle quote di energia rinnovabile, in particolare gli strumenti finanziari, soprattutto per i seguenti fini:

a) ridurre il costo del capitale per progetti di energia rinnovabile;



**▼B**

- b) realizzare progetti e programmi per integrare le fonti rinnovabili nel sistema energetico, aumentare la flessibilità del sistema energetico, mantenere la stabilità della rete e gestire le congestioni della rete;
- c) sviluppare l'infrastruttura della rete di trasmissione e di distribuzione, reti intelligenti, impianti di stoccaggio e interconnessioni, allo scopo di conseguire l'obiettivo del 15 % di interconnettività elettrica entro il 2030, per incrementare il livello di energia rinnovabile tecnicamente fattibile ed economicamente realizzabile nel sistema dell'energia elettrica;
- d) rafforzare la cooperazione regionale tra gli Stati membri e tra gli Stati membri e i paesi terzi attraverso progetti comuni, regimi di sostegno comuni e l'apertura di regimi di sostegno per l'energia elettrica da fonti rinnovabili a produttori situati in altri Stati membri.

6. La Commissione istituisce una piattaforma di facilitazione al fine di sostenere gli Stati membri che utilizzano i meccanismi di cooperazione per contribuire all'obiettivo vincolante complessivo dell'Unione indicato al paragrafo 1.

*Articolo 4***Regimi di sostegno per l'energia da fonti rinnovabili**

1. Al fine di conseguire o superare l'obiettivo dell'Unione di cui all'articolo 3, paragrafo 1, e il contributo di ciascuno Stato membro a tale obiettivo definito a livello nazionale per la diffusione delle energie rinnovabili, gli Stati membri possono istituire dei regimi di sostegno.

2. I regimi di sostegno per l'energia elettrica da fonti rinnovabili prevedono l'erogazione di incentivi per l'integrazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili nel mercato dell'energia elettrica basati su criteri di mercato e che rispondono ai segnali di mercato, evitando inutili distorsioni dei mercati dell'energia elettrica e tenendo conto degli eventuali costi di integrazione del sistema e della stabilità della rete.

3. I regimi di sostegno per l'energia elettrica da fonti rinnovabili sono concepiti in modo da massimizzare l'integrazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili nel mercato dell'energia elettrica e garantire che i produttori di energia rinnovabile reagiscano ai segnali dei prezzi del mercato e massimizzino i loro ricavi sul mercato.

A tale fine, per quanto riguarda i regimi di sostegno diretto dei prezzi, il sostegno è concesso sotto forma di integrazione economica sul prezzo, che potrebbe, tra l'altro, essere fissa o variabile.

Gli Stati membri possono esonerare gli impianti di piccola taglia e i progetti pilota dagli obblighi di cui al presente paragrafo, fatta salva il diritto dell'Unione applicabile in materia di mercato interno dell'energia elettrica.

4. Gli Stati membri assicurano che il sostegno per l'energia elettrica da fonti rinnovabili sia concesso con modalità aperte, trasparenti, competitive, non discriminatorie ed efficaci sotto il profilo dei costi.

**▼B**

Gli Stati membri possono esentare dalle procedure di gara gli impianti di piccola taglia e i progetti pilota.

Gli Stati membri possono, inoltre, considerare l'istituzione di meccanismi tesi a garantire la diversificazione regionale, in termini di diffusione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolare per garantire un'integrazione del sistema efficiente in termini di costi.

5. Gli Stati membri possono limitare le procedure di gara a determinate tecnologie qualora l'apertura dei regimi di sostegno a tutti i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili determini un risultato non ottimale per i seguenti motivi:

- a) il potenziale di lungo termine di una particolare tecnologia;
- b) la necessità di diversificazione;
- c) i costi di integrazione della rete;
- d) i vincoli di rete e la stabilità della rete;
- e) nel caso della biomassa, la necessità di evitare distorsioni sui mercati delle materie prime.

6. Se il sostegno per l'energia elettrica da fonti rinnovabili è concesso mediante una procedura di gara, al fine di assicurare un elevato tasso di realizzazione dei progetti gli Stati membri:

- a) stabiliscono e pubblicano criteri non discriminatori e trasparenti per l'ammissibilità alle procedure di gara e definiscono date e norme chiare per la consegna del progetto;
- b) pubblicano informazioni sulle gare precedenti, compresi i tassi di realizzazione dei progetti.

7. Per incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili nelle regioni ultraperiferiche e nelle piccole isole, gli Stati membri possono adeguare i regimi di sostegno finanziario a favore dei progetti situati in tali regioni al fine di tener conto dei costi di produzione connessi alle loro specifiche condizioni di isolamento e dipendenza dall'esterno.

8. Entro il 31 dicembre 2021, e successivamente ogni tre anni, la Commissione riferisce al Parlamento europeo e al Consiglio sui risultati delle procedure di gara per il sostegno all'energia elettrica da fonti rinnovabili adottate nell'Unione, analizzando in particolare la loro capacità di:

- a) conseguire una riduzione dei costi;
- b) conseguire miglioramenti tecnologici;
- c) conseguire alti tassi di realizzazione;
- d) garantire una partecipazione non discriminatoria dei piccoli operatori e, se del caso, delle autorità locali;
- e) limitare l'impatto ambientale;
- f) garantire l'accettabilità locale;
- g) garantire la sicurezza dell'approvvigionamento e l'integrazione della rete.

**▼B**

9. Il presente articolo si applica fatti salvi gli articoli 107 e 108 TFUE.

*Articolo 5***Apertura dei regimi di sostegno all'energia elettrica da fonti rinnovabili**

1. Gli Stati membri hanno il diritto di decidere, conformemente agli articoli da 7 a 13 della presente direttiva, in che misura sostenere l'energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta in un altro Stato membro. Ciononostante, gli Stati membri possono aprire la partecipazione ai regimi di sostegno per l'energia elettrica da fonti rinnovabili ai produttori situati in altri Stati membri alle condizioni stabilite nel presente articolo.

Quando aprono la partecipazione ai regimi di sostegno per l'energia elettrica da fonti rinnovabili, gli Stati membri possono prevedere che il sostegno di una quota indicativa di nuova capacità, oppure del bilancio previsto per il regime di sostegno, in ciascun anno sia aperto ai produttori situati in altri Stati membri.

Tali quote indicative possono ammontare, in ciascun anno, almeno al 5 % tra il 2023 e il 2026 e almeno al 10 % tra il 2027 e il 2030 o, se inferiore, al livello di interconnettività degli Stati membri interessati in un ogni anno.

Al fine di acquisire ulteriore esperienza nell'attuazione, gli Stati membri possono organizzare uno o più progetti pilota di regimi in cui il sostegno sia aperto a produttori situati in altri Stati membri.

2. Gli Stati membri possono chiedere la prova dell'importazione fisica di energia elettrica da fonti rinnovabili. A tal fine, gli Stati membri possono limitare la partecipazione ai loro regimi di sostegno ai produttori situati negli Stati membri con i quali esiste un collegamento diretto tramite interconnettori. In ogni caso, gli Stati membri non modificano o influenzano in altro modo le programmazioni interzonal e l'allocazione delle capacità a motivo di produttori che partecipano a regimi di sostegno transfrontalieri. I trasferimenti transfrontalieri di energia elettrica sono determinati esclusivamente dal risultato dell'allocazione delle capacità ai sensi del diritto dell'Unione sul mercato interno dell'energia elettrica.

3. Se uno Stato membro decide di aprire la partecipazione ai regimi di sostegno ai produttori situati in altri Stati membri, gli Stati membri in questione concordano i principi di tale partecipazione. Tali accordi riguardano almeno i principi di allocazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili oggetto del sostegno transfrontaliero.

4. La Commissione, su richiesta degli Stati membri interessati, li assiste nel corso dell'intero processo di negoziazione e nella definizione delle modalità della cooperazione fornendo informazioni e analisi, compresi dati quantitativi e qualitativi sui costi e benefici diretti e indiretti della cooperazione, nonché orientamenti e consulenza tecnica. La Commissione può incoraggiare o facilitare lo scambio di buone prassi e può elaborare modelli di accordi di cooperazione per agevolare il processo di negoziazione. Entro il 2025 la Commissione valuta i costi e i benefici della diffusione nell'Unione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili derivanti dall'applicazione del presente articolo.

**▼B**

5. Entro il 2023 la Commissione effettua una valutazione dell'attuazione del presente articolo. Tale valutazione esamina la necessità di introdurre l'obbligo per gli Stati membri di aprire parzialmente la partecipazione ai propri regimi di sostegno per l'energia elettrica da fonti rinnovabili ai produttori situati in altri Stati membri allo scopo di arrivare a un'apertura del 5 % entro il 2025 e a un'apertura del 10 % entro il 2030.

*Articolo 6***Stabilità del sostegno finanziario**

1. Fatti salvi gli adattamenti necessari per conformarsi agli articoli 107 e 108 TFUE, gli Stati membri provvedono affinché il livello e le condizioni del sostegno concesso ai progetti relativi alla produzione di energia rinnovabile non subiscano revisioni tali da incidere negativamente sui diritti conseguiti e minare la sostenibilità economica dei progetti che già beneficiano del sostegno.

2. Gli Stati membri possono adeguare il livello di sostegno in base a criteri oggettivi, a condizione che tali criteri siano stabiliti nella concezione originaria del regime di sostegno.

3. Gli Stati membri pubblicano un calendario a lungo termine che anticipi i previsti stanziamenti di sostegno e copra, come riferimento, almeno i cinque anni successivi o, in caso di vincoli di pianificazione di bilancio, i tre anni successivi, compresi, se del caso, il calendario indicativo, la frequenza dei bandi di gara, la capacità prevista e il bilancio previsto o il sostegno unitario che si prevede di allocare, nonché le tecnologie ammesse a beneficiarne, se applicabile. Il suddetto calendario è aggiornato su base annuale o, se necessario, per riflettere gli sviluppi recenti del mercato o la prevista allocazione del sostegno.

4. Almeno ogni cinque anni gli Stati membri valutano l'efficacia dei propri regimi di sostegno all'energia elettrica da fonti rinnovabili e i relativi principali effetti distributivi sulle differenti categorie di consumatori e sugli investimenti. Tale valutazione tiene conto degli effetti di eventuali modifiche ai regimi di sostegno. La programmazione indicativa a lungo termine concernente le decisioni relative al sostegno e alla definizione di un nuovo sostegno tiene conto dei risultati di tale valutazione. Gli Stati membri integrano la valutazione nei pertinenti aggiornamenti dei loro piani nazionali integrati per l'energia e il clima e nelle relazioni sullo stato di avanzamento in conformità del regolamento (UE) 2018/1999.

*Articolo 7***Calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili**

1. Il consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili in ogni Stato membro è calcolato come la somma:

- a) del consumo finale lordo di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- b) del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili per il settore del riscaldamento e del raffrescamento; e

**▼B**

- c) del consumo finale di energia da fonti energetiche rinnovabili nel settore dei trasporti.

Con riguardo alle lettere a), b) o c) del primo comma, per il calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo, il gas, l'energia elettrica e l'idrogeno prodotti da fonti rinnovabili sono presi in considerazione una sola volta.

Fatto salvo l'articolo 29, paragrafo 1, secondo comma, non sono presi in considerazione i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa che non soddisfino i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui all'articolo 29, paragrafi da 2 a 7 e paragrafo 10.

2. Ai fini del paragrafo 1, primo comma, lettera a), il consumo finale lordo di energia elettrica da fonti rinnovabili è calcolato come quantità di energia elettrica prodotta in uno Stato membro da fonti rinnovabili, compresa l'energia elettrica prodotta da autoconsumatori di energia rinnovabile e da comunità di energia rinnovabile, al netto della produzione di energia elettrica in centrali di pompaggio con il ricorso all'acqua precedentemente pompata a monte.

Negli impianti multicombustibile che utilizzano fonti rinnovabili e non rinnovabili, si tiene conto unicamente della parte di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Ai fini del calcolo, il contributo di ogni fonte di energia è calcolato sulla base del relativo contenuto energetico.

L'energia elettrica da energia idraulica ed energia eolica è presa in considerazione conformemente alla formula di normalizzazione definita all'allegato II.

3. Ai fini del paragrafo 1, primo comma, lettera b), il consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili per il settore del riscaldamento e del raffrescamento è calcolato come quantità di teleriscaldamento e teleraffrescamento prodotta in uno Stato membro da fonti rinnovabili più il consumo di altre energie da fonti rinnovabili nell'industria, nel residenziale, nei servizi, nell'agricoltura, nella silvicoltura e nella pesca per il riscaldamento, il raffrescamento e i processi di lavorazione.

Negli impianti multicombustibile che utilizzano fonti rinnovabili e non rinnovabili, si tiene conto unicamente della parte di calore e di freddo prodotta a partire da fonti rinnovabili. Ai fini del calcolo, il contributo di ogni fonte di energia è calcolato sulla base del relativo contenuto energetico.

Si tiene conto dell'energia dell'ambiente e geotermica utilizzata per il riscaldamento e il raffrescamento mediante pompe di calore e sistemi di teleraffrescamento ai fini del paragrafo 1, primo comma, lettera b), a condizione che l'energia finale fornita ecceda in maniera significativa l'apporto energetico primario necessario per far funzionare le pompe di calore. La quantità di calore o di freddo da considerare quale energia da fonti rinnovabili ai fini della presente direttiva è calcolata secondo la metodologia indicata all'allegato VII e tiene conto dell'uso di energia in tutti i settori di utilizzo finale.

**▼B**

Ai fini del paragrafo 1, primo comma, lettera b), non si tiene conto dell'energia termica generata da sistemi energetici passivi, che consentono di diminuire il consumo di energia in modo passivo tramite la progettazione degli edifici o il calore generato da energia prodotta da fonti non rinnovabili.

Entro il 31 dicembre 2021 la Commissione adotta atti delegati conformemente all'articolo 35 per integrare la presente direttiva stabilendo una metodologia di calcolo della quantità di energia da fonti rinnovabili usata per il raffrescamento e il teleraffrescamento e per modificare l'allegato VII.

Tale metodologia comprende fattori di prestazione stagionale minimi per le pompe di calore che funzionano a ciclo inverso.

4. Ai fini del paragrafo 1, primo comma, lettera c, si applicano i requisiti seguenti:

a) il consumo finale di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti è calcolato come la somma di tutti i biocarburanti, combustibili da biomassa e combustibili liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto utilizzati nel settore dei trasporti. Tuttavia, i carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica il trasporto che sono prodotti da energia elettrica rinnovabile sono presi in considerazione ai fini del calcolo di cui al paragrafo 1, primo comma, lettera a), solo per contabilizzare la quantità di energia elettrica prodotta in uno Stato membro a partire da fonti rinnovabili;

b) per il calcolo del consumo finale di energia nel settore dei trasporti sono utilizzati i valori relativi al contenuto energetico dei carburanti per il trasporto di cui all'allegato III. Per determinare il contenuto energetico dei carburanti per il trasporto non inclusi nell'allegato III, gli Stati membri applicano le pertinenti norme dell'Organizzazione europea di normazione (*European Standards Organisation – ESO*) per determinare il potere calorifico dei carburanti. Se non sono state adottate norme ESO a tal fine, gli Stati membri si avvalgono delle pertinenti norme dell'Organizzazione internazionale per la standardizzazione (*International Organisation for Standardisation – ISO*).

5. La quota di energia da fonti rinnovabili è calcolata dividendo il consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili per il consumo finale lordo di energia da tutte le fonti energetiche, espressa in percentuale.

Ai fini del presente paragrafo, primo comma, la somma di cui al presente articolo, paragrafo 1, primo comma, è adeguata in conformità degli articoli 8, 10, 12 e 13.

Nel calcolo del consumo finale lordo di energia di uno Stato membro nell'ambito della valutazione del conseguimento degli obiettivi e della traiettoria indicativa stabiliti dalla presente direttiva, la quantità di energia consumata nel settore dell'aviazione è considerata, come quota del consumo finale lordo di energia di detto Stato membro, non superiore al 6,18 %. Per Cipro e Malta la quantità di energia consumata per l'aviazione è considerata, come quota del consumo finale lordo di energia di tali Stati membri, non superiore al 4,12 %.

6. La metodologia e le definizioni utilizzate per il calcolo della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili sono quelle fissate dal regolamento (CE) n. 1099/2008.

Gli Stati membri garantiscono la coerenza tra le informazioni statistiche utilizzate per il calcolo di tali quote settoriali e totali e le informazioni statistiche trasmesse alla Commissione ai sensi di tale regolamento.



#### Articolo 8

### **Piattaforma dell'Unione per lo sviluppo delle rinnovabili e trasferimenti statistici tra Stati membri**

1. Gli Stati membri possono accordarsi per il trasferimento statistico da uno Stato membro all'altro di una determinata quantità di energia da fonti rinnovabili. La quantità trasferita è:

- a) dedotta dalla quantità di energia da fonti rinnovabili presa in considerazione, ai fini della presente direttiva, nel calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili dello Stato membro che effettua il trasferimento; e
- b) aggiunta alla quantità di energia da fonti rinnovabili presa in considerazione, ai fini della presente direttiva, nel calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili dello Stato membro che accetta il trasferimento.

2. Al fine di agevolare il raggiungimento dell'obiettivo dell'Unione fissato all'articolo 3, paragrafo 1, della presente direttiva e del contributo di ogni Stato membro a tale obiettivo ai sensi dell'articolo 3, paragrafo 2, della presente direttiva, nonché al fine di facilitare i trasferimenti statistici ai sensi del paragrafo 1 del presente articolo, la Commissione istituisce una piattaforma dell'Unione per lo sviluppo delle rinnovabili (*Union renewable development platform* – URDP). Gli Stati membri possono presentare all'URDP, su base volontaria, i dati annuali sui propri contributi nazionali all'obiettivo dell'Unione o eventuali parametri di riferimento definiti per il monitoraggio dei progressi nel regolamento (UE) 2018/1999, incluso l'ammontare previsto del deficit o dell'eccedenza rispetto al loro contributo, e un'indicazione del prezzo al quale accetterebbero di trasferire le eventuali eccedenze di produzione di energia da fonti rinnovabili da o verso un altro Stato membro. Il prezzo di tali trasferimenti è fissato caso per caso sulla base del meccanismo dell'URDP di incontro tra domanda e offerta.

3. La Commissione garantisce che l'URDP sia in grado di far incontrare la domanda e l'offerta di quantitativi di energia da fonti rinnovabili che sono presi in considerazione nel calcolo della quota di energia rinnovabile di uno Stato membro sulla base dei prezzi o di altri criteri specificati dallo Stato membro che accetta il trasferimento.

Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati conformemente all'articolo 35 per integrare la presente direttiva, istituendo l'URDP e definendo le condizioni di perfezionamento dei trasferimenti ai sensi del paragrafo 5 del presente articolo.

4. Gli accordi di cui ai paragrafi 1 e 2 possono avere una durata di uno o più anni civili. Tali accordi sono notificati alla Commissione o perfezionati sull'URDP entro dodici mesi dalla fine di ciascun anno in cui hanno efficacia. Tra le informazioni trasmesse alla Commissione figurano la quantità e il prezzo dell'energia in questione. Per i trasferimenti perfezionati sull'URDP, le parti coinvolte e le informazioni sul singolo trasferimento sono rese pubbliche.

5. Gli effetti dei trasferimenti cominciano a decorrere dopo che tutti gli Stati membri interessati dal trasferimento ne abbiano dato notifica alla Commissione o una volta che tutte le condizioni di compensazione siano soddisfatte sull'URDP, a seconda dei casi.



### *Articolo 9*

#### **Progetti comuni tra Stati membri**

1. Due o più Stati membri possono cooperare su tutti i tipi di progetti comuni per la produzione di energia elettrica, calore e freddo da fonti rinnovabili. Tale cooperazione può comprendere operatori privati.
  
2. Gli Stati membri notificano alla Commissione la quota o la quantità di energia elettrica, calore e freddo da fonti rinnovabili prodotte nell'ambito di progetti comuni realizzati sul proprio territorio che siano stati messi in servizio dopo il 25 giugno 2009 o grazie all'incremento di capacità di un impianto ristrutturato dopo tale data, da computare ai fini della quota di energia da fonti rinnovabili di un altro Stato membro nell'ambito della presente direttiva.
  
3. La notifica di cui al paragrafo 2:
  - a) fornisce la descrizione dell'impianto proposto o l'indicazione dell'impianto ristrutturato;
  - b) specifica la quota o la quantità di energia elettrica, calore o freddo prodotte dall'impianto che devono essere computate ai fini della quota di energia da fonti rinnovabili dell'altro Stato membro;
  - c) indica lo Stato membro in favore del quale è effettuata la notifica; e
  - d) precisa il periodo, in anni civili interi, durante il quale l'energia elettrica o il calore o freddo prodotti dall'impianto a partire da fonti rinnovabili devono essere computati ai fini della quota di energia da fonti rinnovabili dell'altro Stato membro.
  
4. La durata di un progetto congiunto di cui al presente articolo può essere prorogata oltre il 2030.
  
5. Una notifica effettuata ai sensi del presente articolo non può essere modificata o ritirata senza il comune accordo dello Stato membro notificante e dello Stato membro indicato ai sensi del paragrafo 3, lettera c).
  
6. La Commissione, su richiesta degli Stati membri interessati, agevola l'avvio di progetti comuni tra gli Stati membri, in particolare tramite assistenza tecnica specifica e assistenza allo sviluppo dei progetti.

### *Articolo 10*

#### **Effetti dei progetti comuni tra Stati membri**

1. Entro tre mesi dalla fine di ciascun anno che ricade nel periodo di cui all'articolo 9, paragrafo 3, lettera d), lo Stato membro che ha effettuato la notifica ai sensi dell'articolo 9 emette una lettera di notifica in cui dichiara:
  - a) la quantità totale di energia elettrica o di calore o freddo prodotta durante quell'anno da fonti rinnovabili dall'impianto oggetto della notifica di cui all'articolo 9; e



**▼B**

- b) la quantità di energia elettrica o di calore o freddo prodotta durante quell'anno da fonti rinnovabili da tale impianto che dev'essere computata ai fini della quota di energia da fonti rinnovabili di un altro Stato membro conformemente a quanto indicato nella notifica.
2. Lo Stato membro notificante trasmette la lettera di notifica allo Stato membro a favore del quale è effettuata la notifica e alla Commissione.
3. Ai fini della presente direttiva, la quantità di energia elettrica o di calore o freddo da fonti rinnovabili notificata conformemente al paragrafo 1, lettera b), è:
- a) dedotta dalla quantità di energia elettrica o di calore o freddo prodotta da fonti rinnovabili presa in considerazione nel calcolare la quota di energia da fonti rinnovabili dello Stato membro che emette la lettera di notifica ai sensi del paragrafo 1; e
- b) sommata alla quantità di energia elettrica o di calore o freddo prodotta da fonti rinnovabili presa in considerazione nel calcolare la quota di energia da fonti rinnovabili dello Stato membro che riceve la lettera di notifica ai sensi del paragrafo 2.

*Articolo 11***Progetti comuni tra Stati membri e paesi terzi**

1. Uno o più Stati membri possono cooperare con uno o più paesi terzi su tutti i tipi di progetti comuni per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Tale cooperazione può comprendere operatori privati e avviene nel pieno rispetto del diritto internazionale.
2. L'energia elettrica prodotta in un paese terzo da fonti rinnovabili è presa in considerazione ai fini del calcolo delle quote di energia rinnovabile degli Stati membri solo se sono soddisfatte le seguenti condizioni:
- a) l'energia elettrica è consumata nell'Unione, requisito che si considera soddisfatto quando:
- i) una quantità di energia elettrica equivalente all'energia elettrica contabilizzata è stata definitivamente attribuita alla capacità di interconnessione assegnata da parte di tutti i gestori del sistema di trasmissione responsabile nel paese d'origine, nel paese di destinazione e, se del caso, in ciascun paese terzo di transito;
- ii) una quantità di energia elettrica equivalente all'energia elettrica contabilizzata è stata definitivamente registrata nella tabella di programmazione da parte del gestore del sistema di trasmissione responsabile nella parte dell'Unione di un interconnettore; e
- iii) la capacità nominata e la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte dell'impianto di cui alla lettera b) si riferiscono allo stesso periodo;

**▼B**

- b) l'energia elettrica è prodotta in un impianto entrato in esercizio dopo il 25 giugno 2009 o da un impianto che è stato ristrutturato, accrescendone la capacità, dopo tale data nell'ambito di un progetto comune di cui al paragrafo 1;
- c) la quantità di energia elettrica prodotta ed esportata non ha beneficiato di un sostegno da parte di un regime di sostegno di un paese terzo diverso da un aiuto agli investimenti concesso per l'impianto; e
- d) l'energia elettrica è stata prodotta nel rispetto del diritto internazionale, in un paese terzo firmatario della convenzione del Consiglio d'Europa per la salvaguardia dei diritti dell'uomo e delle libertà fondamentali o di altri trattati o convenzioni internazionali sui diritti umani.

3. Ai fini del paragrafo 4, gli Stati membri possono chiedere alla Commissione di tenere conto dell'energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta e consumata in un paese terzo, nell'ambito della costruzione di un interconnettore che richieda tempi lunghi di realizzazione tra lo Stato membro e un paese terzo, alle seguenti condizioni:

- a) la costruzione dell'interconnettore deve essere iniziata entro il 31 dicembre 2026;
- b) non è possibile mettere in esercizio l'interconnettore entro il 31 dicembre 2030;
- c) è possibile mettere in esercizio l'interconnettore entro il 31 dicembre 2032;
- d) dopo l'entrata in esercizio, l'interconnettore sarà utilizzato per l'esportazione verso l'Unione, ai sensi del paragrafo 2, di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- e) la richiesta si riferisce a un progetto comune che soddisfi i criteri indicati al paragrafo 2, lettere b) e c), e che utilizzerà l'interconnettore dopo la sua entrata in esercizio e per una quantità di energia elettrica che non sia superiore alla quantità che sarà esportata verso l'Unione dopo l'entrata in esercizio dell'interconnettore.

4. La quota o la quantità di energia elettrica prodotta da qualsiasi impianto nel territorio di un paese terzo che deve essere computata ai fini della quota di energia rinnovabile di uno o più Stati membri nell'ambito della presente direttiva è notificata alla Commissione. Quando sono interessati più Stati membri, la ripartizione di tale quota o quantità tra Stati membri è notificata alla Commissione. La quota o la quantità non è superiore alla quota o alla quantità effettivamente esportata nell'Unione e ivi consumata, corrisponde alla quantità di cui al paragrafo 2, lettera a), punti i) e ii), ed è conforme alle condizioni di cui al paragrafo 2, lettera a). La notifica è effettuata da ciascuno Stato membro ai fini del cui obiettivo nazionale generale deve essere computata la quota o la quantità di energia elettrica.

5. La notifica di cui al paragrafo 4:

- a) fornisce la descrizione dell'impianto proposto o l'indicazione dell'impianto ristrutturato;

**▼B**

- b) specifica la quota o la quantità di energia elettrica prodotta nell'impianto da computare ai fini della quota di energia rinnovabile di uno Stato membro e, fatte salve le disposizioni in materia di confidenzialità, le corrispondenti disposizioni finanziarie;
  - c) precisa il periodo, in anni civili interi, durante il quale l'energia elettrica deve essere computata ai fini della quota di energia rinnovabile dello Stato membro; e
  - d) comporta un riconoscimento scritto delle lettere b) e c) da parte del paese terzo sul cui territorio l'impianto è destinato a entrare in esercizio e un'indicazione della quota o della quantità di energia elettrica prodotte dall'impianto che saranno utilizzate a livello nazionale.
6. La durata di un progetto congiunto di cui al presente articolo può essere estesa oltre il 2030.
7. Una notifica effettuata ai sensi del presente articolo è modificata o ritirata solo qualora vi sia comune accordo tra lo Stato membro notificante e il paese terzo che ha riconosciuto il progetto comune in conformità del paragrafo 5, lettera d).
8. Gli Stati membri e l'Unione incoraggiano i pertinenti organi della Comunità dell'energia a prendere, in conformità con tale trattato, le misure necessarie per consentire alle parti contraenti di applicare le disposizioni in materia di cooperazione tra Stati membri previste dalla presente direttiva.

*Articolo 12***Effetti dei progetti comuni tra Stati membri e paesi terzi**

1. Entro dodici mesi dalla fine di ciascun anno che ricade nel periodo di cui all'articolo 11, paragrafo 5, lettera c), lo Stato membro notificante emette una lettera di notifica in cui dichiara:
- a) la quantità totale di energia elettrica prodotta durante quell'anno da fonti rinnovabili dall'impianto oggetto della notifica ai sensi dell'articolo 11;
  - b) la quantità di energia elettrica prodotta durante quell'anno da fonti rinnovabili da tale impianto che deve essere computata ai fini della sua quota di energia rinnovabile conformemente a quanto indicato nella notifica ai sensi dell'articolo 11; e
  - c) la prova del soddisfacimento delle condizioni di cui all'articolo 11, paragrafo 2.
2. Lo Stato membro di cui al paragrafo 1 trasmette la lettera di notifica alla Commissione e al paese terzo che ha riconosciuto il progetto in conformità dell'articolo 11, paragrafo 5, lettera d).

**▼B**

3. Ai fini del calcolo delle quote di energia rinnovabile nell'ambito della presente direttiva, la quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili notificata conformemente al paragrafo 1, lettera b), è sommata alla quantità di energia da fonti rinnovabili presa in considerazione nel calcolare le quote di energia rinnovabile dello Stato membro che emette la lettera di notifica.

*Articolo 13***Regimi di sostegno comuni**

1. Fatti salvi gli obblighi imposti agli Stati membri dall'articolo 5, due o più Stati membri possono decidere, su base volontaria, di unire o coordinare parzialmente i loro regimi di sostegno nazionali. In questi casi una determinata quantità di energia da fonti rinnovabili prodotta nel territorio di uno Stato membro partecipante può essere computata ai fini della quota di energia rinnovabile di un altro Stato membro partecipante, a condizione che gli Stati membri interessati:

- a) effettuino un trasferimento statistico di importi specifici di energia da fonti rinnovabili da uno Stato membro verso un altro Stato membro in conformità dell'articolo 8; o
- b) istituiscano una norma di distribuzione, concordata dagli Stati membri partecipanti, che distribuisce quantità di energia da fonti rinnovabili tra gli Stati membri partecipanti.

La norma di distribuzione di cui alla lettera b) del primo comma è notificata alla Commissione entro tre mesi dalla fine del primo anno in cui prende effetto.

2. Entro tre mesi dalla fine di ogni anno, gli Stati membri che hanno effettuato una notifica ai sensi del secondo comma del paragrafo 1 emettono una lettera di notifica che indica la quantità totale di energia elettrica o calore o freddo da fonti rinnovabili prodotta nell'anno a cui si applica la norma di distribuzione.

3. Ai fini del calcolo delle quote di energia rinnovabile nell'ambito della presente direttiva, la quantità di energia elettrica, di calore o di freddo da fonti rinnovabili notificata conformemente al paragrafo 2 è ridistribuita tra gli Stati membri interessati in conformità della norma di distribuzione notificata.

4. La Commissione diffonde orientamenti e buone prassi e, su richiesta degli Stati membri interessati, favorisce l'istituzione di regimi di sostegno comuni tra gli Stati membri.

*Articolo 14***Aumento di capacità**

Ai fini dell'articolo 9, paragrafo 2, e dell'articolo 11, paragrafo 2, lettera b), le unità di energia da fonti rinnovabili dovute all'aumento di capacità di un impianto sono considerate come se fossero prodotte da un impianto distinto messo in servizio al momento in cui si è verificato l'aumento di capacità.

*Articolo 15***Procedure amministrative, regolamentazioni e codici**

1. Gli Stati membri assicurano che le norme nazionali in materia di procedure di autorizzazione, certificazione e rilascio delle licenze applicabili agli impianti e alle relative reti di trasmissione e distribuzione per la produzione di energia elettrica, di calore o di freddo da fonti rinnovabili, al processo di trasformazione della biomassa in biocarburanti, bioliquidi, combustibili da biomassa o altri prodotti energetici e ai carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto siano proporzionate e necessarie e contribuiscano all'attuazione del principio che dà priorità all'efficienza energetica.

Gli Stati membri prendono in particolare le misure appropriate per assicurare che:

- a) le procedure amministrative siano razionalizzate e accelerate al livello amministrativo adeguato e siano fissati termini prevedibili per le procedure di cui al primo comma;
- b) le norme in materia di autorizzazione, certificazione e concessione di licenze siano oggettive, trasparenti e proporzionate, non contengano discriminazioni tra partecipanti e tengano pienamente conto delle specificità di ogni singola tecnologia per le energie rinnovabili;
- c) le spese amministrative pagate da consumatori, urbanisti, architetti, imprese edili e installatori e fornitori di attrezzature e di sistemi siano trasparenti e proporzionate ai costi; e
- d) siano previste procedure di autorizzazione semplificate e meno gravose, anche attraverso una procedura di notifica semplice per dispositivi decentrati, e per la produzione e lo stoccaggio di energia da fonti rinnovabili.

2. Gli Stati membri definiscono chiaramente le specifiche tecniche da rispettare affinché le apparecchiature e i sistemi per le energie rinnovabili possano beneficiare dei regimi di sostegno. Se esistono norme europee, tra cui i marchi di qualità ecologica, le etichettature energetiche e altri sistemi di riferimento tecnico creati da organismi europei di standardizzazione, le specifiche tecniche sono redatte in conformità di dette norme. Le specifiche tecniche non prescrivono dove le apparecchiature e i sistemi debbano essere certificati e non devono costituire ostacoli al corretto funzionamento del mercato interno.

3. Gli Stati membri provvedono affinché le autorità competenti a livello nazionale, regionale e locale inseriscano disposizioni volte all'integrazione e alla diffusione delle energie rinnovabili, anche per l'autoconsumo di energia da fonti rinnovabili e le comunità di energia rinnovabile, e all'uso dell'inevitabile calore e freddo di scarto in sede di pianificazione, compresa la pianificazione precoce del territorio, progettazione, costruzione e ristrutturazione di infrastrutture urbane, aree industriali, commerciali o residenziali e infrastrutture energetiche, comprese le reti di energia elettrica, teleriscaldamento e teleraffrescamento, gas naturale e combustibili alternativi. In particolare, gli Stati membri incoraggiano gli organi

**▼B**

amministrativi locali e regionali a includere, se del caso, il riscaldamento e il raffrescamento da fonti rinnovabili nella pianificazione delle infrastrutture urbane e a consultare gli operatori di rete per tener conto dell'impatto esercitato sui piani di sviluppo infrastrutturale degli operatori dai programmi di efficienza energetica e di gestione della domanda nonché dalle disposizioni specifiche in materia di autoconsumo di energia da fonti rinnovabili e comunità di energia rinnovabile.

4. Nelle regolamentazioni e nei codici in materia di edilizia, gli Stati membri introducono misure appropriate al fine di aumentare la quota di qualsiasi tipo di energia da fonti rinnovabili nel settore edilizio.

Nell'elaborare tali misure o nel regime di sostegno, gli Stati membri possono tener conto, se del caso, di misure nazionali riguardanti sostanziali incrementi dell'autoconsumo di energia da fonti rinnovabili, dello stoccaggio dell'energia a livello locale e dell'efficienza energetica, riguardanti la cogenerazione e riguardanti gli edifici passivi, a consumo di energia basso o nullo.

Gli Stati membri, nelle regolamentazioni e nei codici in materia edilizia o in altri strumenti aventi effetto equivalente, impongono l'uso di livelli minimi di energia da fonti rinnovabili in tutti gli edifici nuovi e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, a condizione che ciò sia tecnicamente, funzionalmente ed economicamente fattibile e considerato il calcolo dei livelli ottimali in funzione dei costi ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 2, della direttiva 2010/31/UE, e a condizione che ciò non influisca negativamente sulla qualità dell'aria interna. Gli Stati membri consentono di raggiungere tali livelli minimi anche mediante un teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti utilizzando una quota significativa di energia rinnovabile e di calore e freddo di scarto.

Gli obblighi previsti dal primo comma si applicano alle forze armate solo nella misura in cui ciò non sia in contrasto con la natura e l'obiettivo primario delle attività delle forze armate e ad eccezione dei materiali utilizzati esclusivamente a fini militari.

5. Gli Stati membri provvedono affinché i nuovi edifici pubblici e gli edifici pubblici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti, a livello nazionale, regionale e locale, svolgano un ruolo esemplare nel contesto della presente direttiva a decorrere dal 1° gennaio 2012. Gli Stati membri possono tra l'altro consentire che tale obbligo sia soddisfatto rispettando le norme per edifici a energia quasi zero di cui alla direttiva 2010/31/UE o prevedendo che i tetti degli edifici pubblici o misti pubblico-privato siano utilizzati da terzi per impianti che producono energia da fonti rinnovabili.

6. Nelle regolamentazioni e nei codici in materia edilizia, gli Stati membri promuovono l'uso di sistemi e di apparecchiature per il riscaldamento e il raffrescamento da rinnovabili che consentano una riduzione significativa del consumo di energia. A tale fine gli Stati membri utilizzano le etichette energetiche, i marchi di qualità ecologica o le altre certificazioni o norme adeguate sviluppate a livello nazionale o dell'Unione, se esistono, e garantiscono che siano fornite un'informazione e una consulenza adeguate sulle alternative ad alta efficienza energetica

**▼B**

basate sulle rinnovabili, nonché sugli strumenti finanziari e sugli incentivi eventualmente disponibili in caso di sostituzione, al fine di promuovere un aumento del tasso di sostituzione dei vecchi impianti di riscaldamento e un maggiore passaggio a soluzioni basate sulle energie rinnovabili conformi alla direttiva 2010/31/UE.

7. Gli Stati membri effettuano una valutazione del loro potenziale di energia da fonti rinnovabili e dell'uso del calore e freddo di scarto settore del riscaldamento e del raffrescamento. Tale valutazione include, se del caso, un'analisi spaziale delle aree idonee per un'utilizzazione a basso rischio ambientale e del potenziale in termini di progetti di piccola taglia a livello residenziale ed è inclusa nella seconda valutazione globale di cui all'articolo 14, paragrafo 1, della direttiva 2012/27/UE, per la prima volta entro il 31 dicembre 2020 e nei successivi aggiornamenti delle valutazioni globali.

8. Gli Stati membri valutano gli ostacoli normativi e amministrativi agli accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine, eliminano gli ostacoli ingiustificati ed agevolano il ricorso a tali accordi. Gli Stati membri assicurano che tali accordi non siano soggetti a procedure o oneri sproporzionati o discriminatori.

Gli Stati membri descrivono le politiche e le misure tese ad agevolare il ricorso agli accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili nei loro piani nazionali integrati per l'energia e il clima e nelle relazioni sullo stato di avanzamento ai sensi del regolamento (UE) 2018/1999.

*Articolo 16***Organizzazione e durata della procedura autorizzativa**

1. Gli Stati membri istituiscono o designano uno o più sportelli. Tali sportelli, su richiesta del richiedente, guidano e assistono nell'intera procedura amministrativa di presentazione della domanda di autorizzazione e nella procedura autorizzativa. Il richiedente non è tenuto a rivolgersi a più di uno sportello per l'intera procedura. La procedura autorizzativa copre le pertinenti autorizzazioni amministrative a costruire, a revisionare la potenza e a gestire impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili e le opere necessarie per la relativa connessione alla rete. La procedura autorizzativa comprende tutte le procedure dalla conferma di ricevimento della domanda alla trasmissione dell'esito della procedura di cui al paragrafo 2.

2. Lo sportello guida il richiedente durante la procedura amministrativa di presentazione della domanda di autorizzazione in modo trasparente fino all'adozione di una o più decisioni da parte delle autorità responsabili al termine del processo, gli fornisce tutte le informazioni necessarie e coinvolge, se del caso, altre autorità amministrative. Ai richiedenti è consentito presentare i documenti pertinenti anche in formato digitale.

**▼B**

3. Lo sportello mette a disposizione, e fornisce anche online, un manuale delle procedure rivolto agli sviluppatori di progetti di produzione di energie da fonti rinnovabili che tratti distintamente anche progetti su piccola scala e progetti di autoconsumo di energia rinnovabile. Le informazioni online indicano al richiedente lo sportello pertinente alla sua domanda. Se uno Stato membro ha più di uno sportello, le informazioni online indicano al richiedente lo sportello pertinente.

4. Fatto salvo il paragrafo 7, la procedura autorizzativa di cui al paragrafo 1 non può superare un periodo di due anni per le centrali elettriche, comprese tutte le pertinenti procedure delle autorità competenti. Ove debitamente giustificato in ragione di circostanze straordinarie, il periodo di due anni può essere prorogato fino a un anno.

5. Fatto salvo il paragrafo 7, la procedura autorizzativa non può durare più di un anno per gli impianti con una capacità elettrica inferiore a 150 kW. Ove debitamente giustificato in ragione di circostanze straordinarie, il periodo di un anno può essere prorogato fino a un anno.

Gli Stati membri provvedono affinché i richiedenti abbiano un accesso facile a procedure semplici per la risoluzione delle controversie concernenti le procedure autorizzative e il rilascio delle autorizzazioni a costruire e a esercire impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, compresi, se del caso, meccanismi alternativi di risoluzione delle controversie.

6. Gli Stati membri facilitano la revisione della potenza degli impianti esistenti di produzione di energie rinnovabili garantendo una procedura autorizzativa semplificata e rapida. Tale procedura non può durare più di un anno.

Ove debitamente giustificato in ragione di circostanze straordinarie, quali ragioni prioritarie per la sicurezza, se il progetto di revisione della potenza dell'impianto incide in modo sostanziale sulla rete o sulla capacità, sulle dimensioni o sulla prestazione iniziali dell'impianto, il periodo di un anno può essere prorogato fino a un anno.

7. I termini stabiliti nel presente articolo si applicano fatti salvi gli obblighi ai sensi del diritto applicabile dell'Unione in materia ambientale, ai reclami, ai ricorsi e agli altri procedimenti dinanzi agli organi giurisdizionali, e ai meccanismi alternativi di risoluzione delle controversie, comprese le procedure di reclamo, ai ricorsi e rimedi non giurisdizionali e possono essere prorogati per la durata di tali procedure.

8. Gli Stati membri possono istituire una procedura di notifica semplice relativa alla connessione alla rete per i progetti di revisione della potenza dell'impianto di cui all'articolo 17, paragrafo 1. Ove gli Stati membri procedano in tal senso, la revisione della potenza dell'impianto è consentita a seguito di una notifica all'autorità pertinente, qualora non sia previsto alcun effetto negativo considerevole a livello ambientale o sociale. Tale autorità decide, entro sei mesi dal suo ricevimento, se la notifica sia sufficiente.

Se l'autorità competente decide che la notifica è sufficiente, concede automaticamente l'autorizzazione. Se l'autorità decide che la notifica non è sufficiente, è necessario presentare una nuova domanda di autorizzazione e si applicano i termini di cui al paragrafo 6.





#### *Articolo 17*

##### **Procedura di notifica semplice per la connessione alla rete**

1. Gli Stati membri istituiscono una procedura di notifica semplice per la connessione alla rete in cui gli impianti o le unità di produzione aggregate di autoconsumatori di energia rinnovabile e per i progetti pilota con una potenza pari o inferiore a 10,8 kW, o equivalente per le connessioni diverse da quelle a tre fasi, devono essere collegati alla rete previa notifica al gestore del sistema di distribuzione.

Entro un periodo di tempo limitato dalla notifica, il gestore del sistema di distribuzione può rifiutare la connessione alla rete richiesta o proporre un punto alternativo di connessione alla rete per giustificati motivi di sicurezza o di incompatibilità tecnica dei componenti del sistema. In caso di decisione positiva da parte del gestore del sistema di distribuzione, o in mancanza di una decisione da parte del gestore del sistema di distribuzione entro un mese dalla notifica, l'impianto o l'unità di produzione aggregata può essere collegata.

2. Gli Stati membri possono autorizzare una procedura di notifica semplice per gli impianti o le unità di produzione aggregate con una capacità elettrica superiore a 10,8 kW e fino a 50 kW, a condizione che siano mantenute la stabilità, l'affidabilità e la sicurezza della rete.

#### *Articolo 18*

##### **Informazione e formazione**

1. Gli Stati membri assicurano che le informazioni sulle misure di sostegno siano messe a disposizione di tutti i soggetti interessati, quali consumatori, inclusi consumatori vulnerabili e a basso reddito, autoconsumatori di energia rinnovabile, comunità di energia rinnovabile, imprese edili, installatori, architetti, fornitori di apparecchiature e di sistemi di riscaldamento, di raffrescamento e per la produzione di energia elettrica e fornitori di veicoli che possono utilizzare energia rinnovabile e di sistemi di trasporto intelligenti.

2. Gli Stati membri assicurano che le informazioni sui benefici netti, sui costi e sull'efficienza energetica delle apparecchiature e dei sistemi per l'uso di calore, freddo ed energia elettrica da fonti rinnovabili siano messe a disposizione dal fornitore delle apparecchiature o dei sistemi ovvero dalle autorità competenti.

3. Gli Stati membri assicurano che sistemi di certificazione o sistemi equivalenti di qualificazione siano messi a disposizione degli installatori su piccola scala di caldaie o di stufe a biomassa, di sistemi solari fotovoltaici o termici, di sistemi geotermici a bassa entalpia e di pompe di calore. Tali sistemi possono tener conto, se del caso, dei sistemi e delle strutture esistenti e si basano sui criteri indicati nell'allegato IV. Ogni Stato membro riconosce le certificazioni rilasciate dagli altri Stati membri conformemente ai predetti criteri.

4. Gli Stati membri mettono a disposizione del pubblico informazioni sui sistemi di certificazione o sistemi equivalenti di qualificazione di cui al paragrafo 3. Essi possono mettere a disposizione del pubblico anche l'elenco degli installatori qualificati o certificati in conformità del paragrafo 3.

**▼B**

5. Gli Stati membri provvedono affinché siano resi disponibili a tutti i soggetti interessati, in particolare agli urbanisti e agli architetti, orientamenti che consentano loro di considerare adeguatamente la combinazione ottimale di energia da fonti rinnovabili, tecnologie ad alta efficienza e sistemi di teleriscaldamento e di teleraffrescamento in sede di pianificazione, progettazione, costruzione e ristrutturazione di aree industriali, commerciali o residenziali.

6. Gli Stati membri, se del caso di concerto con le autorità locali e regionali, elaborano programmi adeguati d'informazione, sensibilizzazione, orientamento o formazione al fine di informare i cittadini sulle modalità di esercizio dei loro diritti in quanto clienti attivi e sui benefici e sugli aspetti pratici, compresi gli aspetti tecnici e finanziari, dello sviluppo e dell'impiego di energia da fonti rinnovabili, incluso l'autoconsumo di energia rinnovabile o l'utilizzo nell'ambito delle comunità di energia rinnovabile.

*Articolo 19***Garanzie di origine dell'energia da fonti rinnovabili**

1. Per dimostrare ai clienti finali la quota o la quantità di energia da fonti rinnovabili nel mix energetico di un fornitore di energia e nell'energia fornita ai consumatori in base a contratti conclusi con riferimento al consumo di energia prodotta da fonti rinnovabili, gli Stati membri assicurano che l'origine dell'energia da fonti rinnovabili sia garantita come tale ai sensi della presente direttiva, in base a criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori.

2. A tale fine, gli Stati membri assicurano che, su richiesta di un produttore di energia da fonti rinnovabili, sia rilasciata una garanzia di origine, a meno che, per tener conto del valore di mercato della garanzia di origine, gli Stati membri decidano di non rilasciare tale garanzia di origine a un produttore che riceve sostegno finanziario nell'ambito di un regime di sostegno. Gli Stati membri possono provvedere affinché siano emesse garanzie di origine per l'energia da fonti non rinnovabili. Il rilascio della garanzia di origine può essere subordinato a un limite minimo di potenza. La garanzia di origine corrisponde ad una quantità standard di 1 MWh. Per ogni unità di energia prodotta non può essere rilasciata più di una garanzia di origine.

Gli Stati membri garantiscono che la stessa unità di energia da fonti rinnovabili sia tenuta in considerazione una sola volta.

Gli Stati membri assicurano che, ove un produttore riceva sostegno finanziario nell'ambito di un regime di sostegno, si tenga adeguatamente conto del valore di mercato della garanzia di origine per la stessa produzione nel regime di sostegno in questione.

Si presume che si sia tenuto adeguatamente conto del valore di mercato della garanzia di origine nei casi seguenti:

- a) il sostegno finanziario è concesso mediante una procedura di gara o un sistema di certificati verdi negoziabili;
- b) il valore di mercato delle garanzie di origine è preso in considerazione dal punto di vista amministrativo nel livello di sostegno finanziario; o

**▼B**

- c) le garanzie di origine non sono rilasciate direttamente al produttore, bensì a un fornitore o un consumatore che acquista energia da fonti rinnovabili nell'ambito di procedure competitive o accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili di lungo termine.

Per tenere conto del valore di mercato della garanzia di origine, gli Stati membri possono, tra l'altro, decidere di rilasciare una garanzia di origine al produttore e di annullarla immediatamente.

La garanzia d'origine non ha alcuna funzione in termini di osservanza dell'articolo 3 da parte dello Stato membro. I trasferimenti di garanzie d'origine, che avvengono separatamente o contestualmente al trasferimento fisico di energia, non influiscono sulla decisione degli Stati membri di utilizzare trasferimenti statistici, progetti comuni o regimi di sostegno comuni per il rispetto dell'articolo 3, né sul calcolo del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 7.

3. Ai fini del paragrafo 1, le garanzie di origine sono valide per dodici mesi dalla produzione della corrispondente unità di energia. Gli Stati membri provvedono affinché tutte le garanzie di origine che non sono state annullate scadano al più tardi 18 mesi dalla produzione della corrispondente unità di energia. Gli Stati membri includono le garanzie di origine scadute nel calcolo del loro mix energetico residuale.

4. Ai fini della comunicazione delle informazioni di cui ai paragrafi 8 e 13, gli Stati membri assicurano che le imprese energetiche annullino le garanzie di origine al più tardi sei mesi dal termine di validità della garanzia di origine.

5. Gli Stati membri o gli organi competenti designati controllano il rilascio, il trasferimento e l'annullamento delle garanzie di origine. Gli organi competenti designati hanno responsabilità geografiche senza sovrapposizioni e sono indipendenti dalle attività di produzione, commercio e fornitura.

6. Gli Stati membri o gli organi competenti designati predispongono gli opportuni meccanismi per assicurare che le garanzie di origine siano rilasciate, trasferite e annullate elettronicamente e siano precise, affidabili e a prova di frode. Gli Stati membri e le autorità competenti designate assicurano che gli obblighi che impongono siano conformi alla norma CEN - EN 16325.

7. La garanzia di origine indica almeno:

- a) la fonte energetica utilizzata per produrre l'energia e le date di inizio e di fine della produzione;
- b) se la garanzia di origine riguarda:
- i) l'energia elettrica;
  - ii) il gas, incluso l'idrogeno; o
  - iii) il riscaldamento o il raffrescamento;
- c) la denominazione, l'ubicazione, il tipo e la potenza dell'impianto nel quale l'energia è stata prodotta;
- d) se l'impianto ha beneficiato di sostegni all'investimento e se l'unità energetica ha beneficiato in qualsiasi altro modo di un regime nazionale di sostegno e il tipo di regime di sostegno;
- e) la data di messa in esercizio dell'impianto; e

**▼B**

f) la data e il paese di rilascio, e il numero identificativo unico.

Nelle garanzie d'origine provenienti da impianti di meno di 50 kW possono essere indicate informazioni semplificate.

8. Il fornitore di energia elettrica che sia tenuto a dimostrare la quota o la quantità di energia da fonti rinnovabili nel proprio mix energetico ai fini dell'articolo 3, paragrafo 9, lettera a), della direttiva 2009/72/CE, vi provvede utilizzando garanzie d'origine, eccetto:

a) per quanto riguarda la quota del proprio mix energetico corrispondente a offerte commerciali non tracciate, laddove ne abbia, per le quali il fornitore può utilizzare il mix residuale; oppure

b) quando uno Stato membro decide di non rilasciare garanzie di origine a un produttore che riceve sostegno finanziario nell'ambito di un regime di sostegno.

Ove gli Stati membri si siano dotati di garanzie di origine per altri tipi di energia, i fornitori utilizzano, ai fini della comunicazione delle informazioni sul mix energetico, le garanzie di origine riferite alla stessa energia fornita. Analogamente, le garanzie di origine istituite ai sensi dell'articolo 14, paragrafo 10, della direttiva 2012/27/UE possono essere utilizzate per soddisfare l'obbligo di dimostrare la quantità di energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione ad alto rendimento. Ai fini del paragrafo 2 del presente articolo, ove l'energia elettrica sia prodotta da cogenerazione ad alto rendimento mediante fonti rinnovabili, può essere rilasciata una sola garanzia d'origine che specifichi entrambe le caratteristiche.

9. Gli Stati membri riconoscono le garanzie di origine rilasciate da altri Stati membri conformemente alla presente direttiva esclusivamente come prova degli elementi di cui al paragrafo 1 e al paragrafo 7, primo comma, lettere da a) a f). Uno Stato membro può rifiutare di riconoscere una garanzia di origine soltanto qualora nutra fondati dubbi sulla sua precisione, affidabilità o autenticità. Lo Stato membro notifica alla Commissione tale rifiuto e la sua motivazione.

10. Qualora giudichi infondato il rifiuto di riconoscere una garanzia di origine, la Commissione può adottare una decisione che obbliga lo Stato membro a riconoscere la garanzia.

11. Gli Stati membri non riconoscono le garanzie di origine rilasciate da un paese terzo a meno che l'Unione abbia concluso un accordo con tale paese terzo sul reciproco riconoscimento delle garanzie di origine rilasciate nell'Unione e sistemi di garanzie di origine compatibili siano stati introdotti in tale paese terzo, e soltanto qualora vi sia importazione o esportazione diretta di energia.

12. Uno Stato membro può introdurre, conformemente al diritto dell'Unione, criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori riguardo all'uso delle garanzie di origine in conformità degli obblighi di cui all'articolo 3, paragrafo 9, della direttiva 2009/72/CE.

**▼B**

13. La Commissione adotta una relazione in cui siano valutate le opzioni per istituire un marchio di qualità ecologica per tutta l'Unione con l'obiettivo di promuovere l'uso di energia rinnovabile proveniente da nuovi impianti. I fornitori utilizzano le informazioni contenute nelle garanzie di origine per dimostrare la conformità ai requisiti di tale marchio.

*Articolo 20***Accesso e gestione delle reti**

1. Se del caso, gli Stati membri valutano la necessità di estendere l'infrastruttura di rete del gas esistente per agevolare l'integrazione del gas prodotto a partire da fonti rinnovabili.

2. Se del caso, gli Stati membri impongono ai gestori del sistema di trasmissione e del sistema di distribuzione sul loro territorio l'obbligo di pubblicare norme tecniche in conformità dell'articolo 8 della direttiva 2009/73/CE, in particolare riguardo alle norme di connessione alla rete, comprendenti requisiti in materia di qualità, odorizzazione e pressione del gas. Gli Stati membri impongono inoltre ai gestori del sistema di trasmissione e del sistema di distribuzione l'obbligo di pubblicare le tariffe per la connessione di gas da fonti rinnovabili sulla base di criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori.

3. In base alla loro valutazione inclusa nei piani nazionali integrati per l'energia e il clima conformemente all'allegato I del regolamento (UE) 2018/1999, sulla necessità di costruire una nuova infrastruttura per il teleriscaldamento e il teleraffrescamento da fonti rinnovabili al fine di raggiungere l'obiettivo dell'Unione fissato all'articolo 3, paragrafo 1, della presente direttiva, gli Stati membri adottano, se necessario, le opportune misure intese a sviluppare l'infrastruttura per il teleriscaldamento e il teleraffrescamento in modo da far fronte allo sviluppo della produzione di riscaldamento e di raffrescamento da grandi impianti a biomassa, a energia solare, a energia dell'ambiente e geotermica nonché da calore e freddo di scarto.

*Articolo 21***Autoconsumatori di energia da fonti rinnovabili**

1. Gli Stati membri provvedono affinché i consumatori siano autorizzati a divenire autoconsumatori di energia rinnovabile, fatto salvo il presente articolo.

2. Gli Stati membri provvedono affinché gli autoconsumatori di energia rinnovabile, individualmente o attraverso aggregatori, siano autorizzati a:

a) produrre energia rinnovabile, anche per il proprio consumo; immagazzinare e vendere le eccedenze di produzione di energia elettrica rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, fornitori di energia elettrica e accordi per scambi tra pari, senza essere soggetti:

i) in relazione all'energia elettrica proveniente dalla rete che consumano o a quella che vi immettono, a procedure e oneri discriminatori o sproporzionati e oneri di rete che non tengano conto dei costi;

**▼B**

- ii) in relazione all'energia elettrica rinnovabile autoprodotta da fonti rinnovabili che rimane nella loro disponibilità, a procedure discriminatorie o sproporzionate e a oneri o tariffe;
- b) installare e gestire sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica abbinati a impianti di generazione di energia elettrica rinnovabile a fini di autoconsumo senza essere soggetti ad alcun duplice onere, comprese le tariffe di rete per l'energia elettrica immagazzinata che rimane nella loro disponibilità;
- c) mantenere i loro diritti e obblighi in quanto consumatori finali;
- d) ricevere una remunerazione, se del caso anche mediante regimi di sostegno, per l'energia elettrica rinnovabile autoprodotta che immettono nella rete, che corrisponda al valore di mercato di tale energia elettrica e possa tener conto del suo valore a lungo termine per la rete, l'ambiente e la società.

3. Gli Stati membri possono applicare oneri e tariffe non discriminatorie e proporzionali agli autoconsumatori di energia rinnovabile, in relazione alla loro energia elettrica rinnovabile autoprodotta che rimane nella loro disponibilità, in uno o più dei casi seguenti:

- a) se l'energia elettrica autoprodotta da fonti rinnovabili è effettivamente beneficiaria di regimi di sostegno, solo nella misura in cui non siano pregiudicati la sostenibilità economica del progetto e l'effetto incentivante di tale sostegno;
- b) dal 1° dicembre 2026, se la quota complessiva di impianti in autoconsumo supera l'8 % della potenza elettrica totale installata di uno Stato membro, e se è dimostrato, mediante un'analisi costi-benefici effettuata dall'autorità nazionale di regolamentazione di tale Stato membro, condotta mediante un processo aperto, trasparente e partecipativo, che la disposizione di cui al paragrafo 2, lettera a), punto ii), ha comportato un significativo onere sproporzionato per la sostenibilità finanziaria a lungo termine del sistema elettrico oppure crea un incentivo che supera quanto oggettivamente necessario per conseguire la diffusione economicamente efficiente dell'energia rinnovabile e che sarebbe impossibile minimizzare tale onere o incentivo adottando altre misure ragionevoli; o
- c) se l'energia elettrica rinnovabile autoprodotta è prodotta in impianti con una potenza elettrica totale installata superiore a 30 kW.

4. Gli Stati membri provvedono affinché gli autoconsumatori di energia rinnovabile che si trovano nello stesso edificio, compresi condomini, siano autorizzati a esercitare collettivamente le attività di cui al paragrafo 2 e a organizzare tra di loro lo scambio di energia rinnovabile prodotta presso il loro sito o i loro siti, fatti salvi gli oneri di rete e altri oneri, canoni, prelievi e imposte pertinenti applicabili a ciascun autoconsumatore di energia rinnovabile. Gli Stati membri possono distinguere tra autoconsumatori individuali di energia rinnovabile e autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente. Eventuali trattamenti diversi sono proporzionati e debitamente giustificati.

**▼B**

5. L'impianto dell'autoconsumatore di energia rinnovabile può essere di proprietà di un terzo o gestito da un terzo in relazione all'installazione, all'esercizio, compresa la gestione dei contatori, e alla manutenzione, purché il terzo resti soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore di energia rinnovabile. Il terzo non è di per sé considerato un autoconsumatore di energia rinnovabile.

6. Gli Stati membri istituiscono un quadro favorevole alla promozione e agevolazione dello sviluppo dell'autoconsumo di energia rinnovabile sulla base di una valutazione delle barriere ingiustificate esistenti per l'autoconsumo di energia rinnovabile, nonché del potenziale di quest'ultimo, nei loro territori e nelle loro reti energetiche. Tale quadro favorevole, tra l'altro:

- a) si occupa dell'accessibilità dell'autoconsumo di energia rinnovabile a tutti i consumatori finali, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili;
- b) si occupa degli ostacoli ingiustificati al finanziamento di progetti sul mercato e di misure che facilitano l'accesso ai finanziamenti;
- c) si occupa di altri ostacoli normativi ingiustificati per l'autoconsumo di energia rinnovabile, anche per i locatari;
- d) si occupa degli incentivi per i proprietari degli immobili, affinché creino possibilità di autoconsumo di energia rinnovabile, anche per i locatari;
- e) concede agli autoconsumatori di energia rinnovabile, a fronte dell'energia elettrica rinnovabile autoprodotta che immettono nella rete, un accesso non discriminatorio ai pertinenti regimi di sostegno esistenti, nonché a tutti i segmenti del mercato dell'energia elettrica;
- f) garantisce che gli autoconsumatori di energia rinnovabile contribuiscano in modo adeguato e bilanciato alla ripartizione complessiva dei costi del sistema quando l'energia elettrica è immessa nella rete.

Gli Stati membri includono una sintesi delle politiche e delle misure previste dal quadro favorevole, nonché una valutazione della loro attuazione nei loro piani nazionali integrati per l'energia e il clima e nelle relazioni sullo stato di avanzamento ai sensi del regolamento (UE) 2018/1999.

7. Il presente articolo si applica fatti salvi gli articoli 107 e 108 TFUE.

*Articolo 22***Comunità di energia rinnovabile**

1. Gli Stati membri assicurano che i clienti finali, in particolare i clienti domestici, abbiano il diritto di partecipare a comunità di energia rinnovabile, mantenendo al contempo i loro diritti o doveri in qualità di clienti finali e senza essere soggetti a condizioni o procedure ingiustificate o discriminatorie che ne impedirebbero la partecipazione a una comunità di energia rinnovabile, a condizione che, per quanto riguarda le imprese private, la loro partecipazione non costituisca l'attività commerciale o professionale principale.

**▼B**

2. Gli Stati membri assicurano che le comunità di energia rinnovabile abbiano il diritto di:
  - a) produrre, consumare, immagazzinare e vendere l'energia rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile;
  - b) scambiare, all'interno della stessa comunità, l'energia rinnovabile prodotta dalle unità di produzione detenute da tale comunità produttrice/consumatrice di energia rinnovabile, fatti salvi gli altri requisiti di cui al presente articolo e il mantenimento dei diritti e degli obblighi dei membri della comunità produttrice/consumatrice di energia rinnovabile come clienti;
  - c) accedere a tutti i mercati dell'energia elettrica appropriati, direttamente o mediante aggregazione, in modo non discriminatorio.
3. Gli Stati membri procedono a una valutazione degli ostacoli esistenti e del potenziale di sviluppo delle comunità di energia rinnovabile nei rispettivi territori.
4. Gli Stati membri forniscono un quadro di sostegno atto a promuovere e agevolare lo sviluppo delle comunità di energia rinnovabile. Tale quadro garantisce, tra l'altro, che:
  - a) siano eliminati gli ostacoli normativi e amministrativi ingiustificati per le comunità di energia rinnovabile;
  - b) le comunità di energia rinnovabile che forniscono energia o servizi di aggregazione, o altri servizi energetici commerciali siano soggette alle disposizioni applicabili a tali attività;
  - c) il gestore del sistema di distribuzione competente cooperi con le comunità di energia rinnovabile per facilitare i trasferimenti di energia all'interno delle comunità di energia rinnovabile;
  - d) le comunità di energia rinnovabile siano soggette a procedure eque, proporzionate e trasparenti, in particolare quelle di registrazione e di concessione di licenze, e a oneri di rete che tengano conto dei costi, nonché ai pertinenti oneri, prelievi e imposte, garantendo che contribuiscano in modo adeguato, equo ed equilibrato alla ripartizione generale dei costi del sistema in linea con una trasparente analisi costi-benefici delle risorse energetiche distribuite realizzata dalle autorità nazionali competenti;
  - e) le comunità di energia rinnovabile non siano oggetto di un trattamento discriminatorio per quanto concerne le loro attività, i loro diritti e obblighi in quanto consumatori finali, produttori, fornitori, gestori del sistema di distribuzione, o altri partecipanti al mercato;
  - f) la partecipazione alle comunità di energia rinnovabile sia aperta a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili;
  - g) siano disponibili strumenti per facilitare l'accesso ai finanziamenti e alle informazioni;
  - h) alle autorità pubbliche sia fornito un sostegno normativo e di sviluppo delle capacità per favorire la creazione di comunità di energia rinnovabile e aiutare le autorità a parteciparvi direttamente;
  - i) siano disponibili norme per assicurare il trattamento equo e non discriminatorio dei consumatori che partecipano a una comunità di energia rinnovabile.



**▼B**

5. I principi essenziali del quadro favorevole di cui al paragrafo 4 e della sua attuazione fanno parte degli aggiornamenti dei piani nazionali per l'energia e il clima degli Stati membri e delle relazioni sullo stato di avanzamento ai sensi del regolamento (UE) 2018/1999.

6. Gli Stati membri possono prevedere che le comunità di energia rinnovabile siano aperte alla partecipazione transfrontaliera.

7. Fatti salvi gli articoli 107 e 108 TFUE, gli Stati membri tengono conto delle specificità delle comunità di energia rinnovabile quando elaborano regimi di sostegno, al fine di consentire loro di competere alla pari con altri partecipanti al mercato per l'ottenimento di un sostegno.

*Articolo 23***Utilizzo dell'energia rinnovabile negli impianti di riscaldamento e raffrescamento**

1. Al fine di promuovere l'utilizzo di energia da fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffrescamento, ciascuno Stato membro si sforza di aumentare la quota di energia rinnovabile in tale settore di indicativamente 1,3 punti percentuali come media annuale calcolata per i periodi dal 2021 al 2025 e dal 2026 al 2030, partendo dalla quota di energia rinnovabile destinata al riscaldamento e al raffrescamento nel 2020, espresso in termini di quota nazionale dei consumi finali di energia e calcolato secondo la metodologia indicata all'articolo 7, fatto salvo il paragrafo 2 del presente articolo. Tale aumento è limitato indicativamente a 1,1 punti percentuali per gli Stati membri in cui non sono utilizzati calore e freddo di scarto. Gli Stati membri attribuiscono la priorità alle migliori tecnologie disponibili, se del caso.

2. Ai fini del paragrafo 1, nel calcolare la propria quota di energia rinnovabile destinata al settore del riscaldamento e del raffrescamento e l'aumento medio annuo in conformità di tale paragrafo, ogni Stato membro:

- a) può conteggiare il calore e il freddo di scarto, subordinatamente a un limite del 40 % dell'aumento medio annuo;
- b) qualora la sua quota di energia rinnovabile nel settore del riscaldamento e raffrescamento sia superiore al 60 % può considerare la quota in questione come realizzazione dell'aumento medio annuo; e
- c) qualora la sua quota di energia rinnovabile nel settore del riscaldamento e raffrescamento sia oltre il 50 % e fino al 60 %, può considerare la quota in questione come realizzazione della metà dell'aumento medio annuo.

Nel decidere quali misure adottare ai fini dell'utilizzo di energia da fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffrescamento, gli Stati membri possono tener conto del rapporto costi-efficacia, in modo da considerare gli ostacoli strutturali legati alla quota elevata di utilizzo di gas naturale o al raffrescamento o a una dispersione degli insediamenti a bassa densità di popolazione.

**▼B**

Qualora tali provvedimenti comportino una diminuzione dell'aumento medio annuo di cui al paragrafo 1 del presente articolo, gli Stati membri lo comunicano, ad esempio mediante le loro relazioni intermedie integrate sull'energia e il clima ai sensi dell'articolo 20 del regolamento (UE) 2018/1999, e forniscono alla Commissione una giustificazione che comprenda la scelta di misure di cui al presente paragrafo, secondo comma.

3. Sulla base di criteri oggettivi e non discriminatori, gli Stati membri possono istituire e rendere pubblico un elenco di misure e possono designare e rendere pubbliche le entità incaricate dell'attuazione, quali i fornitori di combustibile, organismi pubblici o professionali che contribuiscono all'aumento medio annuo di cui al paragrafo 1.

4. Gli Stati membri possono attuare l'aumento medio annuo di cui al paragrafo 1, tra l'altro, mediante una o più delle seguenti opzioni:

- a) l'integrazione fisica dell'energia rinnovabile o del calore e del freddo di scarto nell'energia e nel relativo combustibile destinati al riscaldamento e al raffrescamento;
- b) misure dirette di mitigazione, quali l'installazione negli edifici di sistemi ad alta efficienza di riscaldamento e raffrescamento da fonti rinnovabili o l'utilizzo di energia rinnovabile o del calore e del freddo di scarto nei processi industriali di riscaldamento e raffrescamento;
- c) misure indirette di mitigazione, corredate di certificati negoziabili attestanti il rispetto dell'obbligo di cui al paragrafo 1 mediante sostegno alle misure indirette di mitigazione, realizzate da un altro operatore economico quale un installatore indipendente di tecnologia per le fonti rinnovabili o una società di servizi energetici che fornisce servizi di installazione in materia di rinnovabili;
- d) altre misure strategiche aventi effetto equivalente per raggiungere l'aumento medio annuo di cui al paragrafo 1, tra cui misure fiscali o altri incentivi finanziari.

Nell'adottare e attuare le misure di cui al primo comma, gli Stati membri mirano ad assicurare l'accessibilità delle misure per tutti i consumatori, in particolare quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili, che non disporrebbero altrimenti di sufficiente capitale iniziale per beneficiarne.

5. Gli Stati membri possono utilizzare le strutture già istituite in conformità degli obblighi nazionali di risparmio energetico di cui all'articolo 7 della direttiva 2012/27/UE al fine di attuare e monitorare le misure di cui al paragrafo 3 del presente articolo.

6. Qualora le entità siano designate ai sensi del paragrafo 3, gli Stati membri assicurano che il contributo di tali entità designate sia misurabile e verificabile e che le entità designate riferiscano ogni anno in merito:

- a) all'apporto totale dell'energia fornita per il riscaldamento e il raffrescamento;
- b) all'apporto totale dell'energia da fonti rinnovabili fornita per il riscaldamento e il raffrescamento;

**▼B**

- c) all'apporto di calore e freddo di scarto fornito per il riscaldamento e il raffrescamento;
- d) alla quota dell'energia rinnovabile e del calore e freddo di scarto rispetto all'ammontare totale di energia fornita per il riscaldamento e il raffrescamento; e
- e) al tipo di fonte di energia rinnovabile.

*Articolo 24***Teleriscaldamento e teleraffrescamento**

1. Gli Stati membri provvedono affinché siano fornite ai consumatori finali informazioni sulla prestazione energetica e sulla quota di energia da fonti rinnovabili nei loro sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento in un modo facilmente accessibile, ad esempio sui siti web dei fornitori, sulle bollette annuali oppure su richiesta.

2. Gli Stati membri adottano le misure e le condizioni necessarie per consentire ai clienti dei sistemi di teleriscaldamento o teleraffrescamento che non costituiscono teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti o che non sono tali entro il 31 dicembre 2025 sulla base di un piano approvato dall'autorità competente, di disconnettersi dal sistema risolvendo o modificando il contratto al fine di generare in proprio il riscaldamento o il raffrescamento da fonti rinnovabili.

Nel caso in cui sia collegata alla disconnessione fisica, la risoluzione del contratto può essere subordinata alla compensazione per costi causati direttamente dalla disconnessione fisica e per la parte non ammortizzata degli investimenti necessari per fornire calore e freddo al cliente in questione.

3. Gli Stati membri possono limitare il diritto di disconnettersi, risolvendo o modificando il contratto a norma del paragrafo 2, ai clienti che possono dimostrare che la soluzione alternativa prevista per la fornitura di riscaldamento o raffrescamento si traduce in un miglioramento significativo della prestazione energetica. La valutazione della prestazione energetica della soluzione alternativa può essere basata sull'attestato di prestazione energetica.

4. Gli Stati membri adottano le misure necessarie per assicurare che i sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento contribuiscano all'aumento di cui all'articolo 23, paragrafo 1, della presente direttiva, attuando almeno una delle due opzioni seguenti:

- a) adoperarsi per aumentare la quota di energia da fonti rinnovabili e da fonti di calore e freddo di scarto nel teleriscaldamento e teleraffrescamento di almeno un punto percentuale quale media annua calcolata per i periodi dal 2021 al 2025 e dal 2026 al 2030, partendo dalla quota di energia da fonti rinnovabili e da calore e freddo di scarto nel teleriscaldamento e teleraffrescamento nel 2020, espresso in termini di quota del consumo di energia finale per il teleriscaldamento e teleraffrescamento, attuando le misure che dovrebbero far scattare tale aumento medio annuo negli anni caratterizzati da condizioni climatiche normali.

Gli Stati membri con una quota di energia da fonti rinnovabili e calore e freddo di scarto nel teleriscaldamento e teleraffrescamento superiore al 60 % possono considerare la quota in questione come realizzazione dell'aumento medio annuo di cui al primo comma della presente lettera.

**▼B**

Gli Stati membri stabiliscono nei rispettivi piani nazionali integrati per l'energia e il clima le misure necessarie all'attuazione dell'aumento medio annuo di cui al primo comma della presente lettera, ai sensi dell'allegato I del regolamento (UE) 2018/1999.

b) assicurare che i gestori di sistemi di teleriscaldamento o teleraffrescamento siano tenuti a connettere i fornitori di energia da fonti rinnovabili e calore e freddo di scarto o a offrire la connessione e l'acquisto di calore e freddo prodotti da fonti rinnovabili e da calore e freddo di scarto da parte di fornitori terzi, sulla base di criteri non discriminatori stabiliti dall'autorità competente dello Stato membro interessato, quando hanno uno degli obblighi seguenti:

- i) soddisfare la domanda di nuovi clienti;
- ii) sostituire la capacità esistente di produzione di calore o freddo;
- iii) ampliare la capacità esistente di produzione di calore o freddo.

5. Qualora uno Stato membro attui l'opzione di cui al paragrafo 4, lettera b), il gestore di un sistema di teleriscaldamento o teleraffrescamento può rifiutare la connessione e l'acquisto di calore o freddo da parte di un fornitore terzo se:

- a) il sistema non dispone della necessaria capacità a motivo di altre forniture di calore e di freddo di scarto, di calore o di freddo da fonti rinnovabili o di calore o di freddo prodotti mediante cogenerazione ad alto rendimento;
- b) il calore o il freddo del fornitore terzo non soddisfa i parametri tecnici necessari a connettere e assicurare il funzionamento affidabile e sicuro del sistema di teleriscaldamento e teleraffrescamento; o
- c) il gestore può dimostrare che la fornitura di tale accesso comporterebbe un aumento eccessivo del costo del calore o del freddo per i clienti finali rispetto al costo di utilizzo della principale fonte locale di calore o freddo con cui la fonte rinnovabile o il calore e il freddo di scarto sarebbero in competizione.

Gli Stati membri assicurano che il gestore di un sistema di teleriscaldamento o teleraffrescamento che rifiuti di collegare un fornitore di calore o freddo ai sensi del primo comma fornisca all'autorità competente informazioni sui motivi del rifiuto e riguardo alle condizioni da soddisfare e alle misure da adottare nel sistema per consentire la connessione conformemente al paragrafo 9.

6. Qualora uno Stato membro attui l'opzione di cui al paragrafo 4, lettera b), può esonerare dall'applicazione di tale lettera gli operatori dei sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento seguenti:

- a) teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti;
- b) teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti che sfruttino la cogenerazione ad alto rendimento;

**▼B**

c) teleriscaldamento o teleraffrescamento che, sulla base di un piano approvato dall'autorità competente, siano efficienti entro il 31 dicembre 2025;

d) teleriscaldamento e teleraffrescamento con una potenza termica nominale totale inferiore a 20 MW.

7. Il diritto di disconnettersi risolvendo o modificando un contratto a norma del paragrafo 2 può essere esercitato da singoli clienti, da imprese comuni costituite da clienti o da parti che agiscono per conto dei clienti. Per i condomini, una tale disconnessione può essere praticata soltanto a livello dell'intero edificio, conformemente alla legge applicabile all'abitazione.

8. Gli Stati membri impongono ai gestori di sistemi di distribuzione dell'energia elettrica di valutare almeno ogni quattro anni, in collaborazione con i gestori di sistemi di teleriscaldamento o teleraffrescamento nei rispettivi settori, il potenziale dei sistemi di teleriscaldamento o teleraffrescamento di fornire servizi di bilanciamento e altri servizi di sistema, compresa la gestione della domanda e lo stoccaggio di energia elettrica eccedentaria da fonti rinnovabili e se l'uso del potenziale così individuato sarebbe più efficiente in termini di risorse e di costi rispetto a soluzioni alternative.

9. Gli Stati membri assicurano che i diritti dei consumatori e le regole di gestione dei sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento in conformità del presente articolo siano chiaramente definiti e attuati dall'autorità competente.

10. Uno Stato membro non è tenuto ad applicare i paragrafi da 2 a 9 del presente articolo se:

a) la sua quota di teleriscaldamento e teleraffrescamento è inferiore o pari al 2 % del consumo totale di energia nel riscaldamento o raffrescamento al 24 dicembre 2018;

b) la sua quota di teleriscaldamento o teleraffrescamento è aumentata oltre il 2 % sviluppando nuovi teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti sulla base del suo piano nazionale integrato per l'energia e il clima ai sensi dell'allegato I del regolamento (UE) 2018/1999 o della valutazione di cui all'articolo 15, paragrafo 7, della presente direttiva; o

c) la sua quota sistemi di cui al paragrafo 6 del presente articolo costituisce oltre il 90 % del totale delle vendite di teleriscaldamento e teleraffrescamento.

*Articolo 25***Utilizzo dell'energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti**

1. Al fine di integrare l'utilizzo dell'energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti, ogni Stato membro fissa un obbligo in capo ai fornitori di carburante per assicurare che entro il 2030 la quota di energia da fonti rinnovabili sia almeno il 14 % del consumo finale di energia nel settore dei trasporti (quota minima), in conformità di una traiettoria indicativa stabilita dallo Stato membro e calcolata secondo la

**▼B**

metodologia stabilita nel presente articolo e negli articoli 26 e 27. La Commissione valuta tale obbligo con l'obiettivo di presentare, entro il 2023, una proposta legislativa che ne preveda il rialzo nel caso di ulteriori sostanziali riduzioni dei costi della produzione di energia rinnovabile, se necessario, per rispettare gli impegni internazionali dell'Unione nel processo di decarbonizzazione o se giustificato sulla base di un significativo calo del consumo energetico nell'Unione.

Nell'introduzione di tale obbligo gli Stati membri possono esentare o operare distinzioni tra fornitori di carburante diversi e vettori energetici diversi, garantendo che si tenga conto del differente grado di maturità e costo delle diverse tecnologie.

Per il calcolo della quota minima di cui al primo comma, gli Stati membri:

- a) prendono in considerazione anche i carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto qualora siano usati come prodotti intermedi per la produzione di carburanti convenzionali; e
- b) possono prendere in considerazione carburanti derivanti da carbonio riciclato.

Nella quota minima di cui al primo comma, il contributo dei biocarburanti avanzati e dei biogas prodotti a partire dalle materie prime elencate nell'allegato IX, parte A, come quota di consumo finale di energia nel settore dei trasporti è almeno dello 0,2 % nel 2022, almeno dell'1 % nel 2025 e almeno del 3,5 % nel 2030.

Gli Stati membri possono esentare coloro che forniscono carburanti sotto forma di energia elettrica o carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto dall'obbligo di rispettare, relativamente a detti carburanti, la quota minima di biocarburanti avanzati e biogas prodotti a partire dalle materie prime di cui all'allegato IX, parte A.

Nell'introduzione dell'obbligo di cui al primo e al quarto comma, al fine di garantire il conseguimento della quota ivi fissata, gli Stati membri possono procedere, tra l'altro, mediante misure che prevedano obiettivi per i volumi, il contenuto energetico o le emissioni di gas a effetto serra, purché si dimostri che sono state raggiunte le quote minime di cui al primo e quarto comma.

2. La riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivante dall'uso di carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto, esclusi i carburanti derivanti da carbonio riciclato, deve essere almeno del 70 % dal 1° gennaio 2021.

Entro il 1° gennaio 2021 la Commissione adotta un atto delegato conformemente all'articolo 35 per integrare la presente direttiva, stabilendo adeguate soglie minime di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per carburanti derivanti da carbonio riciclato sulla base di una valutazione del ciclo di vita che tenga conto delle specificità di ciascun carburante.

#### *Articolo 26*

#### **Norme specifiche per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti da colture alimentari e foraggere**

1. Per il calcolo del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili da parte di uno Stato membro di cui all'articolo 7 e della quota minima di cui all'articolo 25, paragrafo 1, primo comma, la quota di biocarburanti e bioliquidi, nonché di carburanti da biomassa consumati nei trasporti, se prodotti a partire da colture alimentari o foraggere, non

**▼B**

supera più di un punto percentuale la quota di tali carburanti nel consumo finale lordo di energia nel 2020 nello Stato membro in questione, con un consumo finale lordo di energia massimo del 7 % nei settori del trasporto stradale e ferroviario in tale Stato membro.

Qualora sia inferiore all'1 % in uno Stato membro, tale quota può essere aumentata a un massimo pari al 2 % del consumo finale di energia nei settori del trasporto stradale e ferroviario.

Gli Stati membri possono fissare un limite inferiore e possono distinguere, ai fini dell'articolo 29, paragrafo 1, tra diversi tipi di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa ottenuti da colture alimentari e foraggere, tenendo conto delle migliori evidenze disponibili riguardo all'impatto del cambiamento indiretto di destinazione d'uso dei terreni. Gli Stati membri possono ad esempio fissare un limite inferiore per la quota di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa ottenuti da colture oleaginose.

Laddove la quota di biocarburanti e bioliquidi, oltre che di combustibili da biomassa consumati nei trasporti, ottenuti da colture alimentari e foraggere in uno Stato membro sia limitata a una quota inferiore al 7 % o qualora uno Stato membro decida di limitare ulteriormente la quota, tale Stato membro può ridurre di conseguenza la quota minima di cui all'articolo 25, paragrafo 1, primo comma, entro un massimo di 7 punti percentuali.

2. Per il calcolo del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili da parte di uno Stato membro di cui all'articolo 7 e della quota minima di cui all'articolo 25, paragrafo 1, primo comma, la quota di biocarburanti, bioliquidi o combustibili da biomassa a elevato rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni prodotti a partire da colture alimentari e foraggere, per i quali si osserva una considerevole espansione della zona di produzione verso terreni che presentano elevate scorte di carbonio, non deve superare il livello di consumo di tali carburanti registrato nel 2019 in tale Stato membro, a meno che siano certificati quali biocarburanti, bioliquidi o combustibili da biomassa a basso rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni ai sensi del presente paragrafo.

Dal 31 dicembre 2023 fino a non oltre il 31 dicembre 2030, tale limite diminuisce gradualmente fino a raggiungere lo 0 %.

Entro il 1° febbraio 2019 la Commissione presenta al Parlamento europeo e al Consiglio una relazione sullo stato di espansione della produzione delle pertinenti colture alimentari e foraggere in tutto il mondo.

Entro il 1° febbraio 2019 la Commissione adotta un atto delegato ai sensi dell'articolo 35 al fine di integrare la presente direttiva definendo i criteri per la certificazione di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa a basso rischio di cambiamento indiretto di destinazione d'uso dei terreni e per la determinazione delle materie prime a elevato rischio di cambiamento indiretto di destinazione d'uso dei terreni per le quali si osserva una considerevole espansione della zona di produzione in terreni che presentano elevate scorte di carbonio. La relazione e l'atto delegato che la accompagna si basano sui migliori dati scientifici disponibili.

**▼B**

Entro il 1° settembre 2023 la Commissione rivede i criteri stabiliti nell'atto delegato di cui al quarto comma sulla base delle migliori evidenze scientifiche disponibili e adotta, ai sensi dell'articolo 35, atti delegati per modificare detti criteri, se del caso, e includere una traiettoria per ridurre gradualmente il contributo all'obiettivo dell'Unione di cui all'articolo 3, paragrafo 1, e alla quota minima di cui all'articolo 25, paragrafo 1, primo comma, da parte dei biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa a elevato rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni prodotti da materie prime per le quali si osserva una considerevole espansione della zona di produzione in terreni che presentano elevate scorte di carbonio.

*Articolo 27***Criteria di calcolo riguardo alle quote minime di energia rinnovabile nel settore dei trasporti**

1. Per il calcolo delle quote minime di cui all'articolo 25, paragrafo 1, primo e quarto comma, si applicano le seguenti disposizioni:

- a) per il calcolo del denominatore, ossia il contenuto energetico dei carburanti per trasporti stradali e ferroviari destinati al consumo o all'uso sul mercato, sono presi in considerazione: benzina, diesel, gas naturale, biocarburanti, biogas, carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto, carburanti derivanti da carbonio riciclato ed energia elettrica fornita ai settori del trasporto stradale e ferroviario;
- b) per il calcolo del numeratore, ossia la quantità di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore del trasporto ai fini dell'articolo 25, paragrafo 1, primo comma, si prende in considerazione il contenuto energetico di tutti i tipi di energia da fonti rinnovabili forniti a tutti i settori di trasporto, inclusa l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili fornita ai settori del trasporto stradale e ferroviario. Gli Stati membri possono prendere in considerazione anche i carburanti derivanti da carbonio riciclato.

Per il calcolo del numeratore, la quota dei biocarburanti e del biogas prodotti a partire da materie prime elencate nell'allegato IX, parte B, è limitato, ad eccezione di Cipro e Malta, all'1,7 % del contenuto energetico dei carburanti per il trasporto forniti per il consumo o per l'uso nel mercato. Gli Stati membri possono, laddove sia giustificato, modificare tale limite, tenendo conto della disponibilità delle materie prime. Qualsiasi modifica è soggetta all'approvazione della Commissione;

- c) per il calcolo del numeratore e del denominatore sono utilizzati i valori relativi al contenuto energetico dei carburanti per il trasporto di cui all'allegato III. Al fine di determinare il contenuto energetico dei carburanti per il trasporto non inclusi nell'allegato III, gli Stati membri applicano le pertinenti norme ESO per calcolare il potere calorifico dei carburanti. Se non sono state adottate norme ESO a tal fine, essi si avvalgono delle pertinenti norme ISO. Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati conformemente all'articolo 35 al fine di modificare la presente direttiva, per aggiornare il contenuto energetico dei carburanti per il trasporto di cui all'allegato III sulla base del progresso tecnico e scientifico.



**▼B**

2. Al fine di dimostrare il rispetto delle quote minime di cui all'articolo 25, paragrafo 1:

- a) la quota di biocarburanti e biogas per il trasporto prodotti dalle materie prime elencate nell'allegato IX può essere considerata come il doppio del suo contenuto energetico;
- b) la quota di energia elettrica da fonti rinnovabili è calcolata come pari a 4 volte il suo contenuto energetico se fornita a veicoli stradali e può essere considerata pari a 1,5 volte il suo contenuto energetico se fornita al trasporto ferroviario;
- c) a eccezione dei combustibili prodotti a partire da colture alimentari e foraggere, il contributo dei carburanti forniti nel settore dell'aviazione e dei trasporti marittimi è ottenuto moltiplicando per 1,2 volte il loro contenuto energetico.

3. Per il calcolo della quota di energia elettrica rinnovabile nell'energia elettrica fornita ai veicoli stradali e ferroviari ai fini del paragrafo 1 del presente articolo, gli Stati membri fanno riferimento al periodo di due anni prima dell'anno in cui l'energia elettrica è fornita nel loro territorio.

In deroga al primo comma del presente paragrafo, per determinare la quota di energia elettrica ai fini del paragrafo 1 del presente articolo, l'energia elettrica ottenuta da un collegamento diretto a un impianto di generazione di energia elettrica rinnovabile e fornita ai veicoli stradali è conteggiata interamente come energia rinnovabile.

Al fine di assicurare che l'atteso aumento della domanda di energia elettrica nel settore del trasporto al di là dell'attuale quota base di riferimento sia garantito da capacità di produzione energetica addizionale da fonti rinnovabili, la Commissione sviluppa un quadro sull'addizionalità nel settore dei trasporti e sviluppa diverse opzioni al fine di determinare la quota base di riferimento degli Stati membri e di misurare l'addizionalità.

Ai fini del presente paragrafo, quando l'energia elettrica è utilizzata per la produzione di carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto, in via diretta o per la produzione di prodotti intermedi, la quota media di energia elettrica da fonti rinnovabili nel paese di produzione, misurata due anni prima dell'anno in questione, è utilizzata per determinare la quota di energia rinnovabile.

Tuttavia, l'energia elettrica ottenuta mediante collegamento diretto a un impianto di generazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili può essere pienamente conteggiata come energia elettrica rinnovabile se utilizzata per la produzione di carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto, a condizione che l'impianto:

- a) entri in funzione dopo oppure al momento stesso dell'impianto che produce i carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto; e

**▼B**

- b) non sia collegata alla rete ovvero sia collegata alla rete ma si possa dimostrare che l'energia elettrica in questione è stata fornita senza prelevare energia elettrica dalla rete.

L'energia elettrica che è stata prelevata dalla rete può essere computata come pienamente rinnovabile, a condizione che sia prodotta esclusivamente da fonti rinnovabili e le proprietà rinnovabili e altri criteri adeguati siano stati dimostrati, garantendo che le proprietà rinnovabili di tale energia elettrica siano richieste solo una volta e solo in un settore di utilizzo finale.

Entro il 31 dicembre 2021 la Commissione adotta un atto delegato ai sensi dell'articolo 35 al fine di integrare la presente direttiva con la definizione di una metodologia dell'Unione che stabilisca norme dettagliate che gli operatori economici devono rispettare per conformarsi ai requisiti stabiliti nel quinto e sesto comma del presente paragrafo.

*Articolo 28***Altre disposizioni relative all'energia rinnovabile nel settore dei trasporti**

1. Nella prospettiva di ridurre al minimo il rischio che singole forniture siano conteggiate più di una volta nell'Unione, gli Stati membri e la Commissione rafforzano la cooperazione tra i sistemi nazionali e tra questi ultimi e i sistemi volontari e i verificatori istituiti ai sensi dell'articolo 30, prevedendo laddove appropriato lo scambio di dati. Se l'autorità competente di uno Stato membro sospetta o individua una frode, ne informa, se del caso, gli altri Stati membri.

2. La Commissione assicura che sia istituita una banca dati dell'Unione che consenta di tracciare i carburanti liquidi e gassosi per il trasporto che possono essere conteggiati ai fini del calcolo del numeratore di cui all'articolo 27, paragrafo 1, lettera b), oppure presi in considerazione ai fini di cui all'articolo 29, paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), e gli Stati membri impongono agli operatori economici interessati di inserire in tale banca dati le informazioni sulle transazioni effettuate e le caratteristiche di sostenibilità di tali biocarburanti ammissibili, compresi i gas a effetto serra emessi durante il loro ciclo di vita, a partire dal loro luogo di produzione fino al fornitore di carburante che immette il carburante sul mercato. Uno Stato membro può creare una banca dati nazionale collegata alla banca dati dell'Unione che garantisca che le informazioni ivi inserite siano istantaneamente trasferite tra le banche dati.

I fornitori di carburante inseriscono nella pertinente banca dati le informazioni necessarie per verificare la conformità ai requisiti di cui all'articolo 25, paragrafo 1, primo e quarto comma.

3. Entro il 31 dicembre 2021 gli Stati membri adottano misure volte a garantire la disponibilità di carburanti da fonti rinnovabili per il settore dei trasporti, anche in relazione ai punti di ricarica ad alta potenza accessibili al pubblico e alle altre infrastrutture di rifornimento, come previsto nei rispettivi quadri strategici nazionali ai sensi della direttiva 2014/94/UE.

**▼B**

4. Gli Stati membri hanno accesso alla banca dati dell'Unione di cui al paragrafo 2 del presente articolo. Essi adottano misure per assicurare che gli operatori economici inseriscano informazioni corrette nella pertinente banca dati. La Commissione stabilisce che i sistemi soggetti a una decisione ai sensi dell'articolo 30, paragrafo 4, della presente direttiva verifichino la conformità a tale requisito al momento del controllo della conformità ai criteri di sostenibilità per biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa. La Commissione pubblica ogni due anni informazioni aggregate provenienti dalla banca dati dell'Unione conformemente all'allegato VIII del regolamento (UE) 2018/1999.

5. Entro il 31 dicembre 2021 la Commissione adotta atti delegati conformemente all'articolo 35 al fine di integrare la presente direttiva, precisando la metodologia per determinare la quota di biocarburanti, e di biogas per il trasporto, derivanti da biomassa che sia stata trattata con i combustibili fossili in un processo comune e precisando la metodologia di valutazione delle riduzioni di emissioni di gas a effetto serra da carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto e da carburanti derivanti da carbonio riciclato, che assicuri che non siano conferiti crediti per emissioni evitate per il CO<sub>2</sub> la cui cattura abbia già comportato un credito di emissione ai sensi di altre disposizioni giuridiche.

6. Entro il 25 giugno 2019 e successivamente ogni due anni, la Commissione riesamina l'elenco delle materie prime riportato nelle parti A e B dell'allegato IX al fine di aggiungere materie prime conformemente ai principi di cui al terzo comma.

Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati conformemente all'articolo 35 per modificare l'elenco delle materie prime riportato nelle parti A e B dell'allegato IX, aggiungendo, ma non rimuovendo, materie prime. Le materie prime che possono essere trattate solo con tecnologie avanzate sono aggiunte all'allegato IX, parte A. Le materie prime che possono essere trattate per ottenere biocarburanti, o biogas per il trasporto, con tecnologie mature sono aggiunte all'allegato IX, parte B.

Tali atti delegati si basano su un'analisi del potenziale delle materie prime nella produzione di biocarburanti, o biogas per il trasporto, tenendo in considerazione:

- a) i principi dell'economia circolare e della gerarchia dei rifiuti stabiliti nella direttiva 2008/98/CE;
- b) i criteri di sostenibilità dell'Unione stabiliti all'articolo 29, paragrafi da 2 a 7;
- c) l'esigenza di evitare significativi effetti distortivi sui mercati dei (sotto)prodotti, dei rifiuti o dei residui;
- d) il potenziale per il conseguimento di una significativa riduzione delle emissioni di gas a effetto serra rispetto ai combustibili fossili sulla base di una valutazione del ciclo di vita delle emissioni;
- e) l'esigenza di evitare ripercussioni negative sull'ambiente e sulla biodiversità;
- f) l'esigenza di evitare che si crei un'ulteriore domanda di terreni.

**▼B**

7. Entro il 31 dicembre 2025, nel contesto della valutazione biennale dei progressi compiuti in applicazione del regolamento (UE) 2018/1999, la Commissione valuta se l'obbligo relativo ai biocarburanti avanzati e ai biogas prodotti a partire da materie prime elencate all'allegato IX, parte A, stabilito all'articolo 25, paragrafo 1, quarto comma, stimoli effettivamente l'innovazione e garantisca la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra nel settore dei trasporti. La Commissione analizza, in tale valutazione, se l'applicazione del presente articolo eviti efficacemente il doppio conteggio dell'energia rinnovabile.

La Commissione, se del caso, presenta una proposta volta a modificare l'obbligo relativo ai biocarburanti avanzati e ai biogas prodotti a partire da materie prime elencate all'allegato IX, parte A, stabilito all'articolo 25, paragrafo 1, quarto comma.

*Articolo 29***Criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa**

1. L'energia prodotta da biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa è presa in considerazione ai fini di cui alle lettere a), b) e c) del presente comma solo se rispetta i criteri di sostenibilità e i criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui ai paragrafi da 2 a 7 e paragrafo 10:

- a) per contribuire all'obiettivo dell'Unione fissato all'articolo 3, paragrafo 1, e alla quota di energia rinnovabile degli Stati membri;
- b) per misurare il rispetto degli obblighi in materia di energie rinnovabili incluso l'obbligo di cui all'articolo 25;
- c) per determinare se il consumo di biocarburanti, di bioliquidi e di combustibili da biomassa possa beneficiare di sostegno finanziario.

Tuttavia, i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa prodotti a partire da rifiuti e residui diversi dai residui dell'agricoltura, dell'acquacoltura, della pesca e della silvicoltura devono soddisfare soltanto i criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra definiti al paragrafo 10 per essere presi in considerazione ai fini di cui alle lettere a), b) e c) del primo comma. Il presente comma si applica anche ai rifiuti e ai residui che sono stati trasformati in un prodotto prima di essere trattati per ottenere biocarburante, bioliquido o combustibile da biomassa.

L'energia elettrica, il riscaldamento e il raffrescamento prodotti a partire da rifiuti solidi urbani non sono soggetti ai criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui al paragrafo 10.

**▼B**

I combustibili da biomassa devono soddisfare i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui ai paragrafi da 2 a 7 e paragrafo 10, se utilizzati in impianti per la produzione di energia elettrica, di riscaldamento e di raffrescamento o di carburanti con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 20 MW, nel caso di combustibili solidi da biomassa, e con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 2 MW, nel caso di combustibili gassosi da biomassa. Gli Stati membri possono applicare i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra agli impianti con potenza termica nominale totale inferiore.

I criteri di sostenibilità e i criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui ai paragrafi da 2 a 7 e 10 si applicano indipendentemente dall'origine geografica della biomassa.

2. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa prodotti a partire da rifiuti e residui provenienti non da terreni forestali bensì agricoli sono presi in considerazione ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), solo se gli operatori o le autorità nazionali dispongono di piani di monitoraggio o di gestione dell'impatto sulla qualità del suolo e sul carbonio nel suolo. Le informazioni relative alle modalità di monitoraggio e di gestione dell'impatto sono comunicate conformemente all'articolo 30, paragrafo 3.

3. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa provenienti dall'agricoltura presi in considerazione ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), non sono prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che presentano un elevato valore in termini di biodiversità, ossia terreni che nel gennaio 2008, o successivamente, possedevano uno degli status seguenti, indipendentemente dal fatto che abbiano o meno conservato detto status:

a) foreste primarie e altri terreni boschivi, vale a dire foreste e altri terreni boschivi di specie native, ove non vi sia alcun segno chiaramente visibile di attività umana e i processi ecologici non siano stati perturbati in modo significativo;

b) foreste a elevata biodiversità e altri terreni boschivi ricchi di specie e non degradati o la cui elevata biodiversità sia stata riconosciuta dall'autorità competente, a meno che non sia dimostrato che la produzione delle predette materie prime non ha interferito con quelle finalità di protezione della natura;

c) aree designate:

i) ai sensi di legge o dall'autorità competente per finalità di protezione della natura; o

ii) per la protezione di ecosistemi o specie rari, minacciati o in pericolo di estinzione riconosciuti da accordi internazionali o inclusi in elenchi compilati da organizzazioni intergovernative o dall'Unione internazionale per la conservazione della natura, previo il loro riconoscimento secondo la procedura di cui all'articolo 30, paragrafo 4, primo comma;

a meno che non sia dimostrato che la produzione delle predette materie prime non ha interferito con la finalità di protezione della natura;

**▼B**

- d) terreni erbosi naturali ad elevata biodiversità aventi un'estensione superiore a un ettaro, ossia:
- i) terreni erbosi che rimarrebbero tali in assenza di interventi umani e che mantengono la composizione naturale delle specie nonché le caratteristiche e i processi ecologici; o
  - ii) terreni erbosi non naturali, ossia terreni erbosi che cesserebbero di essere tali in assenza di interventi umani e che sono ricchi di specie e non degradati e la cui elevata biodiversità è stata riconosciuta dall'autorità competente, a meno che non sia dimostrato che il raccolto delle materie prime è necessario per preservarne lo status di terreni erbosi ad elevata biodiversità.

La Commissione può adottare atti di esecuzione per precisare ulteriormente i criteri secondo i quali i terreni erbosi rientrano nell'ambito di applicazione del presente paragrafo, primo comma, lettera d). Tali atti di esecuzione sono adottati conformemente alla procedura d'esame di cui all'articolo 34, paragrafo 3.

4. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa provenienti dall'agricoltura presi in considerazione ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), non sono prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che presentano elevate scorte di carbonio, ossia terreni che nel gennaio 2008 possedevano uno degli status seguenti, che nel frattempo hanno perso:

- a) zone umide, ossia terreni coperti o saturi di acqua in modo permanente o per una parte significativa dell'anno;
- b) zone boschive continue, ossia terreni aventi un'estensione superiore ad un ettaro caratterizzati dalla presenza di alberi di altezza superiore a cinque metri e da una copertura della volta superiore al 30 % o di alberi che possono raggiungere tali soglie *in situ*;
- c) terreni aventi un'estensione superiore a un ettaro caratterizzati dalla presenza di alberi di altezza superiore a cinque metri e da una copertura della volta compresa tra il 10 % e il 30 % o di alberi che possono raggiungere queste soglie *in situ*, a meno che non siano fornite prove del fatto che le scorte stock di carbonio della superficie in questione prima e dopo la conversione sono tali che, quando è applicata la metodologia di cui all'allegato V, parte C, sono soddisfatte le condizioni di cui al paragrafo 10 del presente articolo.

Il presente paragrafo non si applica se, al momento dell'ottenimento delle materie prime, i terreni avevano lo stesso status detenuto nel gennaio 2008.

5. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa provenienti dall'agricoltura considerati ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), non sono prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che erano torbiere nel gennaio 2008, a meno che non siano fornite prove del fatto che la coltivazione e la raccolta di tali materie prime non comportano drenaggio di terreno precedentemente non drenato.

6. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti da biomassa forestale presi in considerazione ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), soddisfano i seguenti criteri per ridurre al minimo il rischio di utilizzare biomassa forestale derivante da una produzione non sostenibile:

**▼B**

- a) il paese in cui è stata raccolta la biomassa forestale ha introdotto e attua leggi nazionali o subnazionali applicabili nell'ambito della raccolta, così come sistemi di monitoraggio e di applicazione che garantiscono:
- i) la legalità delle operazioni di raccolta;
  - ii) la rigenerazione forestale delle superfici oggetto di raccolta;
  - iii) la protezione delle aree designate, ai sensi di leggi internazionali o nazionali o dall'autorità competente, per scopi di protezione della natura, comprese le zone umide e le torbiere;
  - iv) la realizzazione della raccolta tenendo conto del mantenimento della qualità del suolo e della biodiversità con l'obiettivo di ridurre al minimo gli impatti negativi; e
  - v) che la raccolta mantenga o migliori la capacità produttiva a lungo termine delle foreste;
- b) se non vi è evidenza rispetto a quanto previsto alla lettera a) del presente paragrafo, i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti a partire da biomassa forestale sono considerati ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), se sono attuati sistemi di gestione a livello di zona di approvvigionamento forestale per garantire:
- i) la legalità delle operazioni di raccolta;
  - ii) la rigenerazione forestale delle superfici oggetto di raccolta;
  - iii) la protezione delle aree designate, ai sensi di leggi internazionali o nazionali o dall'autorità competente, per scopi di protezione della natura, comprese le zone umide e le torbiere, a meno che non sia dimostrato che la raccolta delle predette materie prime non ha interferito con detti scopi di protezione della natura;
  - iv) la raccolta è realizzata tenendo conto del mantenimento della qualità del suolo e della biodiversità con l'obiettivo di ridurre al minimo gli impatti negativi; e
  - v) la raccolta mantiene o migliora la capacità produttiva a lungo termine delle foreste.

7. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti da biomassa forestale considerati ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), rispondono ai seguenti criteri relativi alla destinazione dei suoli, al cambiamento della destinazione dei suoli e alla silvicoltura (*land-use, land-use change and forestry* – LULUCF):

**▼C1**

- a) il paese o l'organizzazione regionale di integrazione economica in cui ha avuto origine la biomassa forestale è parte dell'accordo di Parigi e:
- i) ha presentato un contributo determinato a livello nazionale (*nationally determined contribution* – NDC) alla convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (*United Nations Framework Convention on Climate Change* – UNFCCC), relativo alle emissioni e agli assorbimenti risultanti dall'agricoltura, dalla silvicoltura e dall'uso del suolo, che garantisce che le variazioni di scorte di carbonio associate alla raccolta della biomassa sono contabilizzate in vista dell'impegno del paese di ridurre o limitare le emissioni di gas serra, come specificato nell'NDC; o

**▼ C1**

- ii) dispone di leggi nazionali o subnazionali, in conformità dell'articolo 5 dell'accordo di Parigi, applicabili alla zona di raccolta, per conservare e migliorare le scorte e i pozzi di assorbimento di carbonio, e fornisce le prove che le emissioni registrate relativamente al settore LULUCF non superano gli assorbimenti;

**▼ B**

- b) se vi è evidenza rispetto a quanto previsto alla lettera a) del presente paragrafo, i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa prodotti a partire da biomassa forestale sono considerati ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), se sono attuati sistemi di gestione a livello di zona di approvvigionamento forestale per garantire che i livelli di scorte e di pozzi di assorbimento di carbonio nella foresta siano mantenuti o rafforzati a lungo termine.

8. Entro il 31 gennaio 2021 la Commissione adotta atti di esecuzione che stabiliscono orientamenti operativi concernenti i metodi di dimostrazione del rispetto dei criteri stabiliti ai paragrafi 6 e 7 del presente articolo. Tali atti di esecuzione sono adottati conformemente alla procedura d'esame di cui all'articolo 34, paragrafo 3.

9. Entro il 31 dicembre 2026 la Commissione valuta se i criteri di cui ai paragrafi 6 e 7 riducono effettivamente al minimo il rischio dell'uso di biomassa forestale derivante da una produzione non sostenibile e affrontano i criteri LULUCF, sulla base dei dati disponibili.

La Commissione, se del caso, presenta una proposta legislativa volta a modificare i criteri di cui ai paragrafi 6 e 7 per il periodo successivo al 2030.

10. La riduzione delle emissioni di gas a effetto serra grazie all'uso di biocarburanti, di bioliquidi e di combustibili da biomassa presi in considerazione ai fini di cui al paragrafo 1 è pari almeno:

- a) al 50 % per i biocarburanti, i biogas consumati nel settore del trasporto e i bioliquidi prodotti negli impianti in funzione al 5 ottobre 2015 o prima di tale data;
- b) al 60 % per i biocarburanti, i biogas consumati nel settore del trasporto e i bioliquidi prodotti negli impianti in funzione dal 6 ottobre 2015 al 31 dicembre 2020;
- c) al 65 % per i biocarburanti, i biogas consumati nel settore del trasporto e i bioliquidi prodotti negli impianti in funzione dal 1° gennaio 2021;
- d) al 70 % per l'energia elettrica, il riscaldamento e il raffrescamento da combustibili da biomassa usati negli impianti in funzione dal 1° gennaio 2021 al 31 dicembre 2025 e all'80 % per gli impianti in funzione dal 1° gennaio 2026.

Un impianto è considerato in funzione quando sono state avviate la produzione fisica dei biocarburanti, dei biogas consumati nel settore del trasporto e dei bioliquidi e la produzione fisica del riscaldamento e del raffrescamento e dell'energia elettrica da combustibili da biomassa.



**▼B**

La riduzione delle emissioni di gas a effetto serra grazie all'uso di biocarburanti, di biogas consumati nel settore del trasporto, di bioliquidi e di combustibili da biomassa in impianti per la produzione di energia elettrica e per la generazione di calore e di freddo è calcolata in conformità dell'articolo 31, paragrafo 1.

11. L'energia elettrica da combustibili da biomassa è considerata ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), soltanto se soddisfa uno o più dei requisiti seguenti:

- a) è prodotta in impianti con una potenza termica nominale totale inferiore a 50 MW;
- b) per impianti con una potenza termica nominale totale da 50 a 100 MW, è prodotta applicando una tecnologia di cogenerazione ad alto rendimento, o per impianti per la produzione di sola energia elettrica conformi ai livelli netti di efficienza energetica associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEEL) così come definiti nella decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione <sup>(1)</sup>;
- c) per impianti con una potenza termica nominale totale superiore a 100 MW, è prodotta applicando una tecnologia di cogenerazione ad alto rendimento o per impianti per la produzione di sola energia elettrica che raggiungono un'efficienza energetica netta almeno pari al 36 %;
- d) è prodotta applicando la cattura e lo stoccaggio del CO<sub>2</sub> da biomassa

Ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), del presente articolo, gli impianti per la produzione di sola energia elettrica sono presi in considerazione solo se dalla valutazione effettuata ai sensi dell'articolo 14 della direttiva 2012/27/UE emerge che non utilizzano combustibili fossili quale combustibile principale e non vi è un potenziale economicamente vantaggioso nell'applicare la tecnologia di cogenerazione ad alto rendimento.

Ai fini del presente articolo, paragrafo 1, primo comma, lettere a) e b), il presente paragrafo si applica solo agli impianti che risultano in funzione o sono stati convertiti per l'utilizzo di combustibili da biomassa dopo il 25 dicembre 2021. Ai fini del presente articolo, paragrafo 1, primo comma, lettera c), il presente paragrafo non pregiudica il sostegno pubblico erogato nel quadro di regimi di sostegno ai sensi dell'articolo 4 approvati entro il 25 dicembre 2021.

Gli Stati membri possono applicare agli impianti con potenza termica nominale totale inferiori requisiti più elevati in materia di efficienza energetica rispetto a quelli cui si fa riferimento al primo comma.

Il primo comma non si applica all'energia elettrica prodotta da impianti che sono oggetto di una specifica notifica da parte di uno Stato membro alla Commissione, debitamente motivata, basata sull'esistenza di rischi per la sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica. Al momento della valutazione della notifica, la Commissione adotta una decisione, tenendo conto degli elementi ivi contenuti.

<sup>(1)</sup> Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione, del 31 luglio 2017, che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione (GU L 212 del 17.8.2017, pag. 1).

**▼B**

12. Ai fini di cui al presente articolo, paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), e fatti salvi gli articoli 25 e 26, gli Stati membri non rifiutano di prendere in considerazione, sulla base di altri motivi di sostenibilità, i biocarburanti e i bioliquidi ottenuti conformemente al presente articolo. Il presente paragrafo non pregiudica il sostegno pubblico erogato a titolo di regimi di sostegno approvati prima del 24 dicembre 2018.

13. Ai fini di cui al presente articolo, paragrafo 1, primo comma, lettera c), per un periodo limitato di tempo gli Stati membri possono derogare ai criteri di cui ai paragrafi da 2 a 7 e ai paragrafi 10 e 11 del presente articolo adottando criteri diversi per:

- a) impianti situati in una regione ultraperiferica di cui all'articolo 349 TFUE nella misura in cui tali impianti producono energia elettrica o calore o freddo a partire da combustibili da biomassa; e
- b) combustibili da biomassa utilizzati negli impianti di cui alla lettera a) del presente comma, indipendentemente dal luogo di origine di tale biomassa, a condizione che tali criteri siano obiettivamente giustificati dal fatto che il loro scopo sia di garantire, per tale regione ultraperiferica, un'agevole introduzione progressiva dei criteri di cui ai paragrafi da 2 a 7 e ai paragrafi 10 e 11 del presente articolo e pertanto incentivino la transizione dai combustibili fossili ai combustibili da biomassa sostenibili.

I diversi criteri di cui al presente paragrafo sono oggetto di specifica notifica alla Commissione da parte dello Stato membro interessato.

14. Ai fini di cui al paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), gli Stati membri possono stabilire ulteriori criteri di sostenibilità per i combustibili da biomassa.

Entro il 31 dicembre 2026 la Commissione valuta l'impatto di tali criteri aggiuntivi sul mercato interno, presentando, se necessario, una proposta per garantirne l'armonizzazione.

### *Articolo 30*

#### **Verifica della conformità con i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra**

1. Laddove i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa o altri combustibili che possono essere conteggiati ai fini del calcolo del numeratore di cui all'articolo 27, paragrafo 1, lettera b), siano considerati ai fini di cui agli articoli 23 e 25 e all'articolo 29, paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c), gli Stati membri impongono agli operatori economici l'obbligo di dimostrare che sono stati rispettati i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui all'articolo 29, paragrafi da 2 a 7 e paragrafo 10. A tal fine, obbligano gli operatori economici a utilizzare un sistema di equilibrio di massa che:

- a) consenta che partite di materie prime o combustibili da biomassa con caratteristiche di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra diverse siano mescolate ad esempio in un container, un impianto logistico o di trattamento, una infrastruttura o sito di trasmissione e distribuzione;

**▼B**

- b) consenta che partite di materie prime aventi un diverso contenuto energetico siano mescolate a fini di ulteriore trattamento, a condizione che il volume delle partite sia adeguato in base al loro contenuto energetico;
- c) imponga che le informazioni sulle caratteristiche di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e sul volume delle partite di cui alla lettera a) restino associate alla miscela; e
- d) preveda che la somma di tutte le partite prelevate dalla miscela sia descritta come avente le stesse caratteristiche di sostenibilità, nelle stesse quantità, della somma di tutte le partite aggiunte alla miscela così come che tale equilibrio sia raggiunto in un adeguato arco temporale.

Il sistema di equilibrio di massa garantisce che ciascuna partita sia conteggiata solo una volta, ai fini del calcolo del consumo finale lordo di energia da fonti energetiche rinnovabili, ai sensi dell'articolo 7, paragrafo 1, primo comma, lettera a), b) o c), e include informazioni in merito all'eventuale sostegno erogato per la produzione di tale partita e, ove sia stato erogato, sul tipo di regime di sostegno.

2. Se una partita è trasformata, le informazioni sulle caratteristiche di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra della partita sono adeguate e riferite al prodotto finale conformemente alle regole seguenti:

- a) quando dal trattamento di una partita di materie prime si ottiene un unico prodotto destinato alla produzione di biocarburanti, bioliquidi o combustibile da biomassa, carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto o carburanti derivanti da carbonio riciclato, il volume della partita e le relative quantità in termini di sostenibilità e di riduzione di emissioni di gas a effetto serra sono adeguati applicando un fattore di conversione pari al rapporto tra la massa del prodotto destinato a tale produzione e la massa delle materie prime che entrano nel processo;
- b) quando dal trattamento di una partita di materie prime si ottengono più prodotti destinati alla produzione di biocarburanti, bioliquidi o combustibili da biomassa, carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto o carburanti derivanti da carbonio riciclato, per ciascun prodotto è applicato un distinto fattore di conversione e utilizzato un distinto bilancio di massa.

3. Gli Stati membri provvedono a che gli operatori economici presentino informazioni attendibili in merito al rispetto delle soglie di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra fissate all'articolo 25, paragrafo 2, e adottate conformemente allo stesso, e dei criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra stabiliti all'articolo 29, paragrafi da 2 a 7 e paragrafo 10, e che gli operatori economici mettano a disposizione dello Stato membro interessato, su sua richiesta, i dati utilizzati per elaborare le informazioni. Gli Stati membri impongono agli operatori economici l'obbligo di garantire un livello adeguato di controllo indipendente delle informazioni da essi presentate e di dimostrare che il controllo è stato effettuato. Al fine di rispettare l'articolo 29, paragrafo 6, lettera a), e l'articolo 29, paragrafo 7, lettera a), si può ricorrere al controllo interno o esterno fino al

**▼B**

primo punto di raccolta della biomassa forestale. Il controllo consiste nella verifica che i sistemi utilizzati dagli operatori economici siano precisi, affidabili e a prova di frode, e include una verifica volta a garantire che i materiali non siano stati intenzionalmente modificati o scartati di modo che la partita o parte di essa potesse diventare un rifiuto o residuo. Sono valutati la frequenza e il metodo di campionamento nonché l'attendibilità dei dati.

Gli obblighi di cui al presente paragrafo si applicano a prescindere dal fatto che i biocarburanti, bioliquidi, combustibili da biomassa, carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto o carburanti derivanti da carbonio riciclato siano stati prodotti nell'Unione o importati. Le informazioni sull'origine geografica e sul tipo di materie prime dei biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa per fornitore di combustibile sono messe a disposizione dei consumatori sui siti web degli operatori, dei fornitori o delle autorità competenti e aggiornate su base annuale.

Gli Stati membri presentano, in forma aggregata, le informazioni di cui al primo comma del presente paragrafo alla Commissione, che le pubblica in forma sintetica sulla piattaforma per le comunicazioni elettroniche di cui all'articolo 28 del regolamento (UE) 2018/1999, preservando la riservatezza dei dati commercialmente sensibili.

4. La Commissione può decidere che i sistemi volontari nazionali o internazionali che fissano norme per la produzione di biocarburanti, bioliquidi o combustibili da biomassa o altri combustibili che possono essere conteggiati ai fini del calcolo del numeratore di cui all'articolo 27, paragrafo 1, lettera b), forniscano dati accurati sulla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra ai fini dell'articolo 25, paragrafo 2, e dell'articolo 29, paragrafo 10, dimostrino la conformità all'articolo 27, paragrafo 3, e all'articolo 28, paragrafi 2 e 4 o dimostrino che le partite di biocarburanti, di bioliquidi o di combustibili da biomassa rispettano i criteri di sostenibilità di cui all'articolo 29, paragrafi da 2 a 7. Quando dimostrano che i criteri di cui all'articolo 29, paragrafi 6 e 7, sono soddisfatti, i gestori possono fornire direttamente le prove richieste a livello di zona di approvvigionamento. Ai fini dell'articolo 29, paragrafo 3, primo comma, lettera c), punto ii), la Commissione può riconoscere le aree di protezione di ecosistemi o specie rari, minacciati o in pericolo di estinzione, riconosciute da accordi internazionali o incluse in elenchi compilati da organizzazioni intergovernative o dall'Unione internazionale per la conservazione della natura.

La Commissione può decidere che detti sistemi contengano accurate informazioni sulle misurazioni effettuate per la protezione del terreno, delle risorse idriche e dell'aria, per il ripristino dei terreni degradati e per evitare il consumo eccessivo di acqua in zone afflitte da carenza idrica, così come per la certificazione dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei carburanti da biomassa a basso rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni.

5. La Commissione adotta mediante atti di esecuzione le decisioni di cui al paragrafo 4 del presente articolo. Tali atti di esecuzione sono adottati secondo la procedura d'esame di cui all'articolo 34, paragrafo 3. Tali decisioni sono valide per un periodo non superiore ai cinque anni.

**▼B**

La Commissione dispone che ciascun sistema volontario in merito al quale è stata adottata una decisione ai sensi del paragrafo 4 le presenti ogni anno entro il 30 aprile una relazione che contenga ciascuno dei punti ►C1 indicati nell'allegato XI del regolamento (UE) 2018/1999 ◄. Le relazioni coprono l'anno civile precedente. L'obbligo di presentare una relazione si applica soltanto ai sistemi volontari che operano da almeno 12 mesi.

La Commissione pubblica le relazioni dei sistemi volontari, in forma aggregata o nella loro integralità se opportuno, sulla piattaforma per le comunicazioni elettroniche di cui all'articolo 28 del regolamento (UE) 2018/1999.

6. Gli Stati membri possono istituire sistemi nazionali laddove il rispetto dei criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra stabiliti all'articolo 29, paragrafi da 2 a 7 e paragrafo 10, e delle soglie di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto e i carburanti derivanti da carbonio riciclato fissate all'articolo 25, paragrafo 2, e adottate conformemente allo stesso, e in conformità dell'articolo 28, paragrafo 5, sia verificato lungo l'intera catena di custodia che coinvolge le autorità nazionali competenti.

Uno Stato membro può notificare tale sistema nazionale alla Commissione. La Commissione procede in via prioritaria alla valutazione di tale sistema al fine di agevolare il reciproco riconoscimento bilaterale o multilaterale dei sistemi di verifica della conformità ai criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa e alle soglie di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per altri combustibili che possono essere conteggiati ai fini del calcolo del numeratore di cui all'articolo 27, paragrafo 1, lettera b). La Commissione può decidere, mediante atti di esecuzione, se tale sistema nazionale notificato rispetti le condizioni di cui alla presente direttiva. Tali atti di esecuzione sono adottati secondo la procedura d'esame di cui all'articolo 34, paragrafo 3.

Ove la decisione sia positiva, i sistemi istituiti conformemente al presente articolo non possono rifiutare il reciproco riconoscimento al sistema di detto Stato membro per quanto riguarda la verifica della conformità ai criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra fissate all'articolo 29, paragrafi da 2 a 7 e paragrafo 10, e le soglie di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra fissate all'articolo 25, paragrafo 2, e adottate conformemente allo stesso.

7. La Commissione adotta le decisioni di cui al paragrafo 4 del presente articolo soltanto se il sistema rispetta adeguati criteri di affidabilità, trasparenza e controllo indipendente e se fornisce garanzie adeguate che i materiali non siano stati intenzionalmente modificati o scartati in modo che le partite o parti di esse rientrino nell'allegato IX. I sistemi per la misurazione delle riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra rispettano anche i requisiti metodologici di cui all'allegato V o VI. Nel caso di aree con un elevato valore di biodiversità di cui all'articolo 29, paragrafo 3, primo comma, lettera c), punto ii), i relativi elenchi rispettano criteri adeguati di obiettività e coerenza con norme internazionalmente riconosciute e prevedono idonee procedure di ricorso.

**▼B**

I sistemi volontari di cui al paragrafo 4 pubblicano almeno una volta all'anno un elenco dei loro organismi di certificazione utilizzati per il controllo indipendente, indicando per ciascun organismo di certificazione da quale soggetto o autorità nazionale pubblica è stato riconosciuto e quale soggetto o autorità nazionale pubblica ne attua la sorveglianza.

8. Per garantire che il rispetto dei criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, nonché delle disposizioni sui biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa a basso o elevato rischio di cambiamento diretto e indiretto alla destinazione d'uso dei terreni, sia verificato in modo efficiente e armonizzato e in particolare per prevenire le frodi, la Commissione adotta atti di esecuzione che specifichino dettagliate disposizioni attuative, comprese norme adeguate di controllo affidabile, trasparente e indipendente e impone a tutti i sistemi volontari di applicarle. Tali atti di esecuzione sono adottati secondo la procedura d'esame di cui all'articolo 34, paragrafo 3.

In tali atti di esecuzione, la Commissione presta particolare attenzione all'esigenza di rendere minimo l'onere amministrativo. Tali atti di esecuzione fissano un termine entro il quale i sistemi volontari devono attuare le norme. La Commissione può abrogare le decisioni che riconoscono i sistemi volontari ai sensi del paragrafo 4, qualora essi non attuino tali norme entro i tempi previsti. Se uno Stato membro esprime la preoccupazione che un sistema volontario non funzioni conformemente agli standard di affidabilità, trasparenza e controllo indipendente che costituiscono la base per le decisioni ai sensi del paragrafo 4, la Commissione esamina la questione e adotta le misure opportune.

9. Quando un operatore economico presenta la prova o i dati ottenuti conformemente ad un sistema oggetto di una decisione ai sensi del paragrafo 4 o 6 del presente articolo, nella misura prevista da tale decisione, gli Stati membri non impongono al fornitore l'obbligo di fornire altre prove di conformità ai criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra fissati all'articolo 29, paragrafi da 2 a 7 e paragrafo 10.

Le autorità competenti degli Stati membri controllano il funzionamento degli organismi di certificazione che stanno effettuando una verifica indipendente nell'ambito di un sistema volontario. Gli organismi di certificazione trasmettono, su richiesta delle autorità competenti, tutte le informazioni pertinenti necessarie per controllare il funzionamento, compresa la data esatta, l'ora e il luogo dei controlli. Qualora gli Stati membri riscontrino casi di mancata conformità, informano senza ritardo il sistema volontario.

10. Su richiesta di uno Stato membro, che può essere basata sulla richiesta di un operatore economico, la Commissione esamina, in base a tutte le prove a disposizione, se siano stati rispettati i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui all'articolo 29, paragrafi da 2 a 7 e paragrafo 10, in relazione a una fonte di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa, e le soglie di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra fissate all'articolo 25, paragrafo 2, e adottate conformemente allo stesso.

Entro sei mesi dal ricevimento di una siffatta richiesta e conformemente alla procedura d'esame di cui all'articolo 34, paragrafo 3, la Commissione decide, mediante atti di esecuzione, se lo Stato membro interessato possa:

**▼B**

- a) conteggiare biocarburanti, bioliquidi, carburanti da biomassa e altri combustibili che possono essere conteggiati ai fini del calcolo del numeratore di cui all'articolo 27, paragrafo 1, lettera b), da tale fonte ai fini di cui all'articolo 29, paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c); o
  
- b) in deroga al paragrafo 9 del presente articolo, imporre a chi fornisce biocarburanti, bioliquidi, combustibili da biomassa e altri combustibili che possono essere conteggiati ai fini del calcolo del numeratore di cui all'articolo 27, paragrafo 1, lettera b), di presentare ulteriori prove della conformità a tali criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e a tali soglie di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra.

*Articolo 31***Calcolo dell'impatto dei gas a effetto serra dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei combustibili da biomassa**

1. La riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'uso di biocarburanti, di bioliquidi e di combustibili da biomassa ai fini dell'articolo 29, paragrafo 10, è calcolata in uno dei modi seguenti:

- a) se l'allegato V, parte A o B, per quanto riguarda i biocarburanti e i bioliquidi, e l'allegato VI, parte A per i combustibili da biomassa, fissano un valore standard per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra associate alla filiera di produzione e se il valore  $e_1$  per questi biocarburanti o bioliquidi calcolato secondo l'allegato V, parte C, punto 7, e per i combustibili da biomassa calcolato secondo l'allegato VI, parte B, punto 7, è uguale o inferiore a zero, si utilizza detto valore standard;
  
- b) si utilizza il valore reale calcolato secondo la metodologia definita nell'allegato V, parte C, per quanto riguarda i biocarburanti e i bioliquidi, e nell'allegato VI, parte B per i combustibili da biomassa;
  
- c) si utilizza un valore risultante dalla somma dei fattori delle formule di cui all'allegato V, parte C, punto 1, ove i valori standard disaggregati di cui all'allegato V, parte D o E, possono essere utilizzati per alcuni fattori e i valori reali calcolati secondo la metodologia definita nell'allegato V, parte C, sono utilizzati per tutti gli altri fattori;
  
- d) si utilizza un valore risultante dalla somma dei fattori delle formule di cui all'allegato VI, parte B, punto 1, ove i valori standard disaggregati di cui all'allegato VI, parte C, possono essere utilizzati per alcuni fattori e i valori reali calcolati secondo la metodologia definita nell'allegato VI, parte B, sono utilizzati per tutti gli altri fattori.

**▼B**

2. Gli Stati membri possono presentare alla Commissione relazioni comprendenti informazioni sulle emissioni tipiche di gas a effetto serra derivanti dalla coltivazione delle materie prime agricole delle zone nel loro territorio classificate al livello 2 della nomenclatura delle unità territoriali per la statistica («NUTS») o a un livello NUTS più disaggregato conformemente al regolamento (CE) n. 1059/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio <sup>(1)</sup>. Tali relazioni sono corredate della descrizione del metodo e dei dati utilizzati per calcolare il livello di emissioni. Tale metodo prende in considerazione le caratteristiche del suolo, il clima e il rendimento atteso delle materie prime.

3. Nel caso dei territori esterni all'Unione, relazioni equivalenti a quelle di cui al paragrafo 2 ed elaborate dagli organi competenti possono essere presentate alla Commissione.

4. La Commissione può decidere, mediante atti di esecuzione, che le relazioni di cui ai paragrafi 2 e 3 del presente articolo contengano dati accurati ai fini della misurazione delle emissioni di gas a effetto serra associate alla coltivazione di materie prime da cui ricavare biomasse agricole prodotte nelle zone comprese nelle citate relazioni per gli scopi previsti dall'articolo 29, paragrafo 10. Tali atti di esecuzione sono adottati secondo la procedura d'esame di cui all'articolo 34, paragrafo 3.

Sulla scorta di tali decisioni, i dati possono essere utilizzati al posto dei valori standard disaggregati per la coltivazione di cui all'allegato V, parte D o E, per i biocarburanti e i bioliquidi, e al posto dei valori di cui all'allegato VI, parte C per i combustibili da biomassa.

5. La Commissione riesamina regolarmente gli allegati V e VI al fine di inserirvi o di rivedere, se la situazione lo giustifica, i valori per filiere di produzione di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa. Tali revisioni tengono in considerazione anche la modifica della metodologia definita nell'allegato V, parte C, e nell'allegato VI, parte B.

Alla Commissione è conferito il potere di adottare atti delegati conformemente all'articolo 35 al fine di modificare, ove opportuno, gli allegati V e VI mediante l'integrazione o la revisione dei valori standard o mediante modifica della metodologia.

Qualora siano apportate modifiche o aggiunte all'elenco dei valori standard di cui agli allegati V o VI:

- a) laddove il contributo di un fattore alle emissioni complessive sia limitato, la variazione sia ridotta o il costo o la difficoltà di accertare i valori reali siano elevati, i valori standard sono i valori tipici dei processi di produzione normali;
- b) in tutti gli altri casi, i valori standard devono essere conservativi rispetto ai processi di produzione normali.

<sup>(1)</sup> Regolamento (CE) n. 1059/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 maggio 2003, relativo all'istituzione di una classificazione comune delle unità territoriali per la statistica (NUTS) (GU L 154 del 21.6.2003, pag. 1).



**▼B**

6. Laddove sia necessario ad assicurare l'applicazione uniforme dell'allegato V, parte C, e dell'allegato VI, parte B, la Commissione può adottare atti di esecuzione per stabilire specifiche tecniche che includano le definizioni particolareggiate, i fattori di conversione, il calcolo delle emissioni annue derivanti dalla coltivazione o della riduzione delle emissioni dovute alle modifiche delle scorte di carbonio presenti sul suolo o nel sottosuolo di terreni già coltivati, il calcolo della riduzione delle emissioni dovuta alla cattura, alla sostituzione e allo stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub>. Tali atti di esecuzione sono adottati secondo la procedura di esame di cui all'articolo 34, paragrafo 3.

*Articolo 32***Atti di esecuzione**

Gli atti di esecuzione di cui all'articolo 29, paragrafo 3, secondo comma, all'articolo 29, paragrafo 8, all'articolo 30, paragrafo 5, primo comma, all'articolo 30, paragrafo 6, secondo comma, all'articolo 30, paragrafo 8, primo comma, all'articolo 31, paragrafo 4, primo comma, e all'articolo 31, paragrafo 6, della presente direttiva tengono pienamente conto delle disposizioni relative alle riduzioni di emissioni di gas a effetto serra ai sensi dell'articolo 7 bis della direttiva 98/70/CE del Parlamento europeo e del Consiglio <sup>(1)</sup>.

*Articolo 33***Monitoraggio della Commissione**

1. La Commissione monitora l'origine dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei combustibili da biomassa consumati nell'Unione e l'impatto della loro produzione, compreso l'impatto risultante dalla variazione della destinazione d'uso dei terreni nell'Unione e nei paesi terzi principali fornitori. Tale monitoraggio si basa sui piani nazionali integrati per l'energia e il clima degli Stati membri e sulle rispettive relazioni sullo stato di avanzamento, previste dagli articoli 3, 17 e 20 del regolamento (UE) 2018/1999, su quelli dei paesi terzi interessati, delle organizzazioni intergovernative, su studi scientifici e su altre fonti di informazione rilevanti. La Commissione monitora anche l'evoluzione dei prezzi dei prodotti necessari per l'uso della biomassa ai fini della produzione di energia e ogni effetto positivo e negativo collegato alla sicurezza alimentare.

2. La Commissione mantiene il dialogo e lo scambio di informazioni con i paesi terzi e con le organizzazioni di produttori e di consumatori di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa nonché con la società civile in merito all'applicazione generale delle misure della presente direttiva riguardanti i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa. In tale ambito presta particolare attenzione al possibile impatto della produzione di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa sul prezzo dei prodotti alimentari.

<sup>(1)</sup> Direttiva 98/70/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 ottobre 1998, relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel e recante modificazione della direttiva 93/12/CEE del Consiglio (GU L 350 del 28.12.1998, pag. 58).

**▼B**

3. Nel 2026 la Commissione presenta, se del caso, una proposta legislativa relativa al quadro normativo per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili per il periodo successivo al 2030.

Tale proposta tiene conto dell'esperienza acquisita nell'attuazione della presente direttiva, compresi i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e dell'evoluzione tecnologica nel settore dell'energia da fonti rinnovabili.

4. Nel 2032 la Commissione pubblica una relazione nella quale esamina l'applicazione della presente direttiva.

*Articolo 34***Procedura di comitato**

1. La Commissione è assistita dal comitato dell'Unione dell'energia istituito dall'articolo 44 del regolamento (UE) 2018/1999.

2. In deroga al paragrafo 1, per le questioni concernenti la sostenibilità dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei combustibili da biomassa, la Commissione è assistita dal comitato sulla sostenibilità dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei combustibili da biomassa. Esso è un comitato ai sensi del regolamento (UE) n. 182/2011.

3. Nei casi in cui è fatto riferimento al presente paragrafo, si applica l'articolo 5 del regolamento (UE) n. 182/2011.

Qualora il comitato non esprima alcun parere, la Commissione non adotta il progetto di atto di esecuzione e si applica l'articolo 5, paragrafo 4, terzo comma, del regolamento (UE) n. 182/2011.

*Articolo 35***Esercizio della delega**

1. Il potere di adottare atti delegati è conferito alla Commissione alle condizioni stabilite nel presente articolo.

2. Il potere di adottare atti delegati di cui all'articolo 8, paragrafo 3, secondo comma, all'articolo 25, paragrafo 2, secondo comma, all'articolo 26, paragrafo 2, quarto comma, all'articolo 26, paragrafo 2, quinto comma, all'articolo 27, paragrafo 1, lettera c), all'articolo 27, paragrafo 3, settimo comma, all'articolo 28, paragrafo 5, all'articolo 28, paragrafo 6, secondo comma e all'articolo 31, paragrafo 5, secondo comma, è conferito alla Commissione per un periodo di cinque anni a decorrere dal 24 dicembre 2018. La Commissione elabora una relazione sulla delega di potere al più tardi nove mesi prima della scadenza del periodo di cinque anni. La delega di potere è tacitamente prorogata per periodi di identica durata, a meno che il Parlamento europeo o il Consiglio non si oppongano a tale proroga al più tardi tre mesi prima della scadenza di ciascun periodo.

3. Il potere di adottare atti delegati di cui all'articolo 7, paragrafo 3, quinto comma, è conferito alla Commissione per un periodo di due anni dal 24 dicembre 2018.

**▼B**

4. La delega di potere di cui all'articolo 7, paragrafo 3, quinto comma, all'articolo 8, paragrafo 3, secondo comma, all'articolo 25, paragrafo 2, secondo comma, all'articolo 26, paragrafo 2, quarto comma, all'articolo 26, paragrafo 2, quinto comma, all'articolo 27, paragrafo 1, lettera c), all'articolo 27, paragrafo 3, settimo comma, all'articolo 28, paragrafo 5, all'articolo 28, paragrafo 6, secondo comma e all'articolo 31, paragrafo 5, secondo comma, può essere revocata in qualsiasi momento dal Parlamento europeo o dal Consiglio. La decisione di revoca pone fine alla delega di potere ivi specificata. Gli effetti della decisione decorrono dal giorno successivo alla pubblicazione della decisione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* o da una data successiva ivi specificata. Essa non pregiudica la validità degli atti delegati già in vigore.

5. Prima dell'adozione dell'atto delegato la Commissione consulta gli esperti designati da ciascuno Stato membro nel rispetto dei principi stabiliti nell'accordo interistituzionale «Legiferare meglio» del 13 aprile 2016.

6. Non appena adotta un atto delegato, la Commissione ne dà contestualmente notifica al Parlamento europeo e al Consiglio.

7. L'atto delegato adottato ai sensi dell'articolo 7, paragrafo 3, quinto comma, dell'articolo 8, paragrafo 3, secondo comma, dell'articolo 25, paragrafo 2, secondo comma, dell'articolo 26, paragrafo 2, quarto comma, dell'articolo 26, paragrafo 2, quinto comma, dell'articolo 27, paragrafo 1, lettera c), dell'articolo 27, paragrafo 3, settimo comma, dell'articolo 28, paragrafo 5, dell'articolo 28, paragrafo 6, secondo comma e dell'articolo 31, paragrafo 5, entra in vigore solo se né il Parlamento europeo né il Consiglio hanno sollevato obiezioni entro il termine di due mesi dalla data in cui esso è stato loro notificato o se, prima della scadenza di tale termine, sia il Parlamento europeo che il Consiglio hanno informato la Commissione che non intendono sollevare obiezioni. Tale termine è prorogato di due mesi su iniziativa del Parlamento europeo o del Consiglio.

*Articolo 36***Recepimento**

1. Gli Stati membri mettono in vigore le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative necessarie per conformarsi agli articoli da 2 a 13, agli articoli da 15 a 31, all'articolo 37 e agli allegati II, III e da V a IX entro il 30 giugno 2021. Essi comunicano immediatamente alla Commissione il testo di tali disposizioni.

Le disposizioni adottate dagli Stati membri contengono un riferimento alla presente direttiva o sono corredate di tale riferimento all'atto della pubblicazione ufficiale. Esse recano altresì l'indicazione che, nelle disposizioni legislative, regolamentari e amministrative in vigore, i riferimenti alla direttiva abrogata dalla presente direttiva si intendono fatti a quest'ultima. Le modalità del riferimento e la formulazione dell'indicazione sono stabilite dagli Stati membri.

2. Gli Stati membri comunicano alla Commissione il testo delle disposizioni principali di diritto interno che adottano nel settore disciplinato dalla presente direttiva.

3. La presente direttiva non pregiudica l'applicazione delle deroghe ai sensi del diritto dell'Unione relativo al mercato interno per l'energia elettrica.

**▼B***Articolo 37***Abrogazione**

La direttiva 2009/28/CE, modificata dalle direttive elencate nell'allegato X, parte A, è abrogata con effetto dal 1° luglio 2021, fatti salvi gli obblighi degli Stati membri relativi ai termini di recepimento nel diritto interno delle direttive elencate nell'allegato X, parte B, e fatti salvi gli obblighi degli Stati membri al 2020 di cui all'articolo 3, paragrafo 1, e all'allegato I, parte A, della direttiva 2009/28/CE.

I riferimenti alla direttiva abrogata si intendono fatti alla presente direttiva e sono letti secondo la tavola di concordanza di cui all'allegato XI.

*Articolo 38***Entrata in vigore**

La presente direttiva entra in vigore il terzo giorno successivo alla pubblicazione nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*.

*Articolo 39***Destinatari**

Gli Stati membri sono destinatari della presente direttiva.



## ALLEGATO I

**OBIETTIVI NAZIONALI GENERALI PER LA QUOTA DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI NEL CONSUMO FINALE LORDO DI ENERGIA NEL 2020 <sup>(1)</sup>**

## A. Obiettivi nazionali generali

	Quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia, 2005 (S <sub>2005</sub> )	Obiettivo per la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia, 2020 (S <sub>2020</sub> )
Belgio	2,2 %	13 %
Bulgaria	9,4 %	16 %
Repubblica ceca	6,1 %	13 %
Danimarca	17,0 %	30 %
Germania	5,8 %	18 %
Estonia	18,0 %	25 %
Irlanda	3,1 %	16 %
Grecia	6,9 %	18 %
Spagna	8,7 %	20 %
Francia	10,3 %	23 %
Croazia	12,6 %	20 %
Italia	5,2 %	17 %
Cipro	2,9 %	13 %
Lettonia	32,6 %	40 %
Lituania	15,0 %	23 %
Lussemburgo	0,9 %	11 %
Ungheria	4,3 %	13 %
Malta	0,0 %	10 %
Paesi Bassi	2,4 %	14 %
Austria	23,3 %	34 %
Polonia	7,2 %	15 %
Portogallo	20,5 %	31 %
Romania	17,8 %	24 %
Slovenia	16,0 %	25 %
Repubblica slovacca	6,7 %	14 %
Finlandia	28,5 %	38 %
Svezia	39,8 %	49 %
Regno Unito	1,3 %	15 %

<sup>(1)</sup> Per poter raggiungere gli obiettivi nazionali stabiliti nel presente allegato, si sottolinea che la disciplina degli aiuti di Stato per la tutela dell'ambiente riconosce la necessità di mantenere meccanismi di sostegno nazionali per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili.

▼ B

## ALLEGATO II

**FORMULA DI NORMALIZZAZIONE PER IL COMPUTO DELL'ENERGIA ELETTRICA DA ENERGIA IDRAULICA E DA ENERGIA EOLICA**

Ai fini del computo dell'energia elettrica da energia idraulica in un dato Stato membro si applica la seguente formula:

$$\blacktriangleright \underline{\text{CI}} \quad Q_{N(\text{norm})} = C_N \times \left[ \sum_{i=N-14}^N \frac{Q_i}{C_i} \right] / 15 \quad \blacktriangleleft \text{dove:}$$

N	=	anno di riferimento;
$Q_{N(\text{norm})}$	=	energia elettrica normalizzata generata da tutte le centrali idroelettriche dello Stato membro nell'anno N, a fini di computo;
$Q_i$	=	quantità di energia elettrica, misurata in GWh, effettivamente generata nell'anno i da tutte le centrali idroelettriche dello Stato membro, escludendo la produzione delle centrali di pompaggio che utilizzano l'acqua precedentemente pompata a monte;
$C_i$	=	potenza totale installata, al netto dell'accumulazione per pompaggi, misurata in MW, di tutte le centrali idroelettriche dello Stato membro alla fine dell'anno i.

Ai fini del computo dell'energia elettrica da energia eolica onshore in un dato Stato membro si applica la seguente formula:

$$\blacktriangleright \underline{\text{CI}} \quad Q_{N(\text{norm})} = \frac{C_N + C_{N-1}}{2} \times \frac{\sum_{i=N-n}^N Q_i}{\sum_{j=N-n}^N \frac{C_j + C_{j-1}}{2}} \quad \blacktriangleleft \text{dove:}$$

N	=	anno di riferimento;
$Q_{N(\text{norm})}$	=	energia elettrica normalizzata generata da tutte le centrali eoliche onshore dello Stato membro nell'anno N, a fini di computo;
$Q_i$	=	quantità di energia elettrica, misurata in GWh, effettivamente generata nell'anno i da tutte le centrali eoliche onshore dello Stato membro;
$C_j$	=	potenza totale installata, misurata in MW, di tutte le centrali eoliche onshore dello Stato membro alla fine dell'anno j;
n	=	Il minor valore tra 4 e il numero di anni precedenti l'anno N per i quali sono disponibili dati sulla capacità e la produzione dello Stato membro in questione.

Ai fini del computo dell'energia elettrica da energia eolica offshore in un dato Stato membro si applica la seguente formula:

$$\blacktriangleright \underline{\text{CI}} \quad Q_{N(\text{norm})} = \frac{C_N + C_{N-1}}{2} \times \frac{\sum_{i=N-n}^N Q_i}{\sum_{j=N-n}^N \frac{C_j + C_{j-1}}{2}} \quad \blacktriangleleft \text{dove:}$$

N	=	anno di riferimento;
$Q_{N(\text{norm})}$	=	energia elettrica normalizzata generata da tutte le centrali eoliche offshore dello Stato membro nell'anno N, a fini di computo;

**▼B**

$Q_i$	=	quantità di energia elettrica, misurata in GWh, effettivamente generata nell'anno $i$ da tutte le centrali eoliche offshore dello Stato membro;
$C_j$	=	potenza totale installata, misurata in MW, di tutte le centrali eoliche offshore dello Stato membro alla fine dell'anno $j$ ;
$n$	=	4 o il numero di anni precedenti l'anno $N$ per i quali sono disponibili dati sulla capacità e la produzione dello Stato membro in questione.



## ALLEGATO III

## CONTENUTO ENERGETICO DEI COMBUSTIBILI

Combustibile	Contenuto energetico in peso (potere calorifico inferiore, MJ/ kg)	Contenuto energetico in volume (potere calorifico inferiore, MJ/l)
COMBUSTIBILI DA BIOMASSA E/O OPERAZIONI DI LAVORAZIONE DELLA BIOMASSA		
Biopropano	46	24
Olio vegetale puro (olio prodotto a partire da piante oleaginose mediante spremitura, estrazione o procedimenti analoghi, grezzo o raffinato ma chimicamente non modificato)	37	34
Biodiesel - estere metilico di acidi grassi (estere metilico prodotto da oli ottenuti da biomassa)	37	33
Biodiesel - estere etilico di acidi grassi (estere etilico prodotto da oli ottenuti da biomassa)	38	34
Biogas che può essere sottoposto a purificazione per ottenere una qualità analoga a quella del gas naturale	50	—
Olio idrotreato (sottoposto a trattamento termochimico con idrogeno) ottenuto da biomassa, destinato ad essere usato come sostituto del diesel	44	34
Olio idrotreato (sottoposto a trattamento termochimico con idrogeno) ottenuto da biomassa, destinato ad essere usato come sostituto della benzina	45	30
Olio idrotreato (sottoposto a trattamento termochimico con idrogeno) ottenuto da biomassa, destinato ad essere usato come sostituto del carburante per aviazione	44	34
Olio idrotreato (sottoposto a trattamento termochimico con idrogeno) ottenuto da biomassa, destinato ad essere usato come sostituto del gas di petrolio liquefatto	46	24
Olio co-trattato (lavorato in raffineria contemporaneamente al combustibile fossile) ottenuto da biomassa o da biomassa pirolizzata, destinato ad essere usato come sostituto del diesel	43	36
Olio co-trattato (lavorato in raffineria contemporaneamente al combustibile fossile) ottenuto da biomassa o da biomassa pirolizzata, destinato ad essere usato come sostituto della benzina	44	32
Olio co-trattato (lavorato in raffineria contemporaneamente al combustibile fossile) ottenuto da biomassa o da biomassa pirolizzata, destinato ad essere usato come sostituto del carburante per aviazione	43	33
Olio co-trattato (lavorato in raffineria contemporaneamente al combustibile fossile) ottenuto da biomassa o da biomassa pirolizzata, destinato ad essere usato come sostituto del gas di petrolio liquefatto	46	23





Combustibile	Contenuto energetico in peso (potere calorifico inferiore, MJ/ kg)	Contenuto energetico in volume (potere calorifico inferiore, MJ/l)
<b>COMBUSTIBILI RINNOVABILI CHE POSSONO ESSERE PRODOTTI A PARTIRE DA DIVERSE FONTI RINNOVABILI, COMPRESA LA BIOMASSA</b>		
Metanolo da fonti rinnovabili	20	16
Etanolo da fonti rinnovabili	27	21
Propanolo da fonti rinnovabili	31	25
Butanolo da fonti rinnovabili	33	27
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch (idrocarburo sintetico o miscela di idrocarburi sintetici destinati a essere usati come sostituti del diesel)	44	34
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch (idrocarburo sintetico o miscela di idrocarburi sintetici ottenuti da biomassa, destinati a essere usati come sostituti della benzina)	44	33
Carburante per aviazione sintetico Fischer-Tropsch (idrocarburo sintetico o miscela di idrocarburi sintetici ottenuti da biomassa, destinati a essere usati come sostituti del carburante per aviazione)	44	33
Gas di petrolio liquefatto sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch (idrocarburo sintetico o miscela di idrocarburi sintetici destinati ad essere usati come sostituti del gas di petrolio liquefatto)	46	24
DME (etere dimetilico)	28	19
Idrogeno da fonti rinnovabili	120	—
ETBE (etil-ter-butil-etere ottenuto dall'etanolo)	36 (di cui il 37 % da fonti rinnovabili)	27 (di cui il 37 % da fonti rinnovabili)
MTBE (metil-ter-butil-etere ottenuto dal metanolo)	35 (di cui il 22 % da fonti rinnovabili)	26 (di cui il 22 % da fonti rinnovabili)
TAAE (ter-amil-etil-etere ottenuto dall'etanolo)	38 (di cui il 29 % da fonti rinnovabili)	29 (di cui il 29 % da fonti rinnovabili)
TAME (ter-amil-metil-etere ottenuto dal metanolo)	36 (di cui il 18 % da fonti rinnovabili)	28 (di cui il 18 % da fonti rinnovabili)
THxEE (terz-esil-etil-etere ottenuto dall'etanolo)	38 (di cui il 25 % da fonti rinnovabili)	30 (di cui il 25 % da fonti rinnovabili)
THxME (terz-esil-metil-etere ottenuto dal metanolo)	38 (di cui il 14 % da fonti rinnovabili)	30 (di cui il 14 % da fonti rinnovabili)
<b>COMBUSTIBILI FOSSILI</b>		
Benzina	43	32
Diesel	43	36

*ALLEGATO IV***CERTIFICAZIONE DEGLI INSTALLATORI**

I sistemi di certificazione o i sistemi equivalenti di qualificazione menzionati all'articolo 18, paragrafo 3, sono basati sui criteri seguenti:

1. La procedura di certificazione o di qualificazione deve essere trasparente e chiaramente definita dagli Stati membri membro o dall'organismo amministrativo da loro designato.
2. Gli installatori di sistemi a biomassa, di pompe di calore, di sistemi geotermici a bassa entalpia e di sistemi solari fotovoltaici devono essere certificati nell'ambito di un programma di formazione o da parte di un fornitore di formazione accreditati.
3. L'accreditamento del programma di formazione o del fornitore di formazione è rilasciato dagli Stati membri o dall'organismo amministrativo da loro designato. L'organismo di accreditamento assicura la continuità e la copertura regionale o nazionale del programma di formazione offerto dal fornitore. Il fornitore di formazione dispone di apparecchiature tecniche adeguate, in particolare di materiale di laboratorio o di attrezzature analoghe, per impartire la formazione pratica. Oltre alla formazione di base, il fornitore di formazione deve anche proporre corsi di aggiornamento più brevi su temi specifici, ivi comprese le nuove tecnologie, per assicurare una formazione continua sulle installazioni. Il produttore dell'apparecchiatura o del sistema, istituti o associazioni possono essere il fornitore di formazione.
4. La formazione per il rilascio della certificazione o della qualificazione degli installatori comprende una parte teorica e una parte pratica. Al termine della formazione, gli installatori devono possedere le capacità richieste per installare apparecchiatura e sistemi rispondenti alle esigenze dei clienti in termini di prestazioni e di affidabilità, essere in grado di offrire un servizio di qualità e di rispettare tutti i codici e le norme applicabili, ivi comprese le norme in materia di marchi energetici e di marchi di qualità ecologica.
5. La formazione si conclude con un esame in esito al quale viene rilasciato un attestato o riconosciuta una qualifica. L'esame comprende una prova pratica mirante a verificare la corretta installazione di caldaie o stufe a biomassa, di pompe di calore, di sistemi geotermici a bassa entalpia o di sistemi solari fotovoltaici o termici.
6. I sistemi di certificazione o i sistemi equivalenti di qualificazione di cui all'articolo 18, paragrafo 3, tengono debitamente conto degli orientamenti seguenti.
  - a) Programmi di formazione riconosciuti dovrebbero essere proposti agli installatori in possesso di esperienza professionale che hanno seguito o stanno seguendo i tipi di formazione seguenti:
    - i) per gli installatori di caldaie e di stufe a biomassa: una formazione preliminare di idraulico, installatore di canalizzazioni, tecnico del riscaldamento o tecnico di impianti sanitari e di riscaldamento o raffrescamento;
    - ii) per gli installatori di pompe di calore: una formazione preliminare di idraulico o di tecnico frigorista e competenze di base di energia elettrica e impianti idraulici (taglio di tubi, saldatura e incollaggio di giunti di tubi, isolamento, sigillatura di raccordi, prove di tenuta e installazione di sistemi di riscaldamento o di raffrescamento);

**▼B**

- iii) per gli installatori di sistemi solari fotovoltaici o termici: una formazione preliminare di idraulico o di elettricista e competenze di impianti idraulici, di energia elettrica e di copertura tetti, ivi compresi saldatura e incollaggio di giunti di tubi, sigillatura di raccordi, prove di tenuta, capacità di collegare cavi, buona conoscenza dei materiali di base per la copertura dei tetti, nonché dei metodi di isolamento e di impermeabilizzazione; o
  - iv) un programma di formazione professionale che consenta agli installatori di acquisire competenze adeguate corrispondenti a tre anni di formazione nei settori di competenze di cui alle lettere a), b) o c), comprendente sia la formazione in classe che la pratica sul luogo di lavoro.
- b) L'aspetto teorico della formazione degli installatori di caldaie e di stufe a biomassa dovrebbe fornire un quadro della situazione del mercato della biomassa e comprendere gli aspetti ecologici, i combustibili derivati dalla biomassa, gli aspetti logistici, la prevenzione degli incendi, le sovvenzioni connesse, le tecniche di combustione, i sistemi di accensione, le soluzioni idrauliche ottimali, il confronto costi/reddittività, nonché la progettazione, l'installazione e la manutenzione delle caldaie e delle stufe a biomassa. La formazione dovrebbe anche permettere di acquisire una buona conoscenza degli eventuali standard europei relativi alle tecnologie e ai combustibili da biomassa (ad esempio i pellet) e della legislazione nazionale e dell'Unione relativa alla biomassa.
- c) L'aspetto teorico della formazione degli installatori di pompe di calore dovrebbe fornire un quadro della situazione del mercato delle pompe di calore e coprire le risorse geotermiche e le temperature del suolo di varie regioni, l'identificazione del suolo e delle rocce per determinarne la conducibilità termica, le regolamentazioni sull'uso delle risorse geotermiche, la fattibilità dell'uso di pompe di calore negli edifici, la determinazione del sistema più adeguato e la conoscenza dei relativi requisiti tecnici, la sicurezza, il filtraggio dell'aria, il collegamento con la fonte di calore e lo schema dei sistemi. La formazione dovrebbe anche permettere di acquisire una buona conoscenza di eventuali standard europei relativi alle pompe di calore e della pertinente legislazione nazionale e dell'Unione. Gli installatori dovrebbero dimostrare di possedere le seguenti competenze fondamentali:
- i) comprensione di base dei principi fisici e di funzionamento delle pompe di calore, ivi comprese le caratteristiche del circuito della pompa: relazione tra le basse temperature del pozzo caldo, le alte temperature della fonte di calore e l'efficienza del sistema, determinazione del coefficiente di prestazione e del fattore di prestazione stagionale (*seasonal performance factor – SPF*);
  - ii) comprensione dei componenti e del loro funzionamento nel circuito della pompa di calore, ivi compreso il compressore, la valvola di espansione, l'evaporatore, il condensatore, fissaggi e guarnizioni, il lubrificante, il fluido frigorifero, e conoscenza delle possibilità di surriscaldamento e di sottoraffrescamento e di raffrescamento; e
  - iii) capacità di scegliere e di misurare componenti in situazioni di installazione tipiche, ivi compresa la determinazione dei valori tipici del carico calorifico dei diversi edifici e, per la produzione di acqua calda in funzione del consumo di energia, la determinazione della capacità della pompa di calore in funzione del carico calorifico per la produzione di acqua calda, della massa inerziale dell'edificio e la fornitura di energia elettrica interrompibile; la determinazione del componente del serbatoio di accumulo e del suo volume, nonché l'integrazione di un secondo sistema di riscaldamento.

**▼B**

- d) La parte teorica della formazione degli installatori di sistemi solari fotovoltaici e di sistemi solari termici dovrebbe fornire un quadro della situazione del mercato dei prodotti solari, nonché confronti di costi/reddittività e coprire gli aspetti ecologici, i componenti, le caratteristiche e il dimensionamento dei sistemi solari, la scelta accurata di sistemi e il dimensionamento dei componenti, la determinazione della domanda di calore, la prevenzione degli incendi, le sovvenzioni connesse, nonché la progettazione, l'installazione e la manutenzione degli impianti solari fotovoltaici e termici. La formazione dovrebbe anche permettere di acquisire una buona conoscenza degli eventuali standard europei relativi alle tecnologie e alle certificazioni, ad esempio «Solar Keymark», nonché della pertinente legislazione nazionale e dell'Unione. Gli installatori dovrebbero dimostrare di possedere le seguenti competenze fondamentali:
- i) capacità di lavorare in condizioni di sicurezza utilizzando gli strumenti e le attrezzature richieste e applicando i codici e le norme di sicurezza, e di individuare i rischi connessi all'impianto idraulico, all'energia elettrica e altri rischi associati agli impianti solari;
  - ii) capacità di individuare i sistemi e i componenti specifici dei sistemi attivi e passivi, ivi compresa la progettazione meccanica, e di determinare la posizione dei componenti, lo schema e la configurazione dei sistemi;
  - iii) capacità di determinare la zona, l'orientamento e l'inclinazione richiesti per l'installazione dei sistemi solari fotovoltaici e dei sistemi solari di produzione di acqua calda, tenendo conto dell'ombra, dell'apporto solare, dell'integrità strutturale, dell'adeguatezza dell'impianto in funzione dell'edificio o del clima, e di individuare i diversi metodi di installazione adeguati al tipo di tetto e i componenti BOS (*balance of system*) necessari per l'installazione; e
  - iv) per i sistemi solari fotovoltaici in particolare, la capacità di adattare lo schema elettrico, tra cui la determinazione delle correnti di impiego, la scelta dei tipi di conduttori appropriati e dei flussi adeguati per ogni circuito elettrico, la determinazione della dimensione, del flusso e della posizione adeguati per tutte le apparecchiature e i sottosistemi associati, e scegliere un punto di interconnessione adeguato.
- e) La certificazione degli installatori dovrebbe avere una durata limitata nel tempo, in modo che il rinnovo sia subordinato alla frequenza di un corso di aggiornamento, in forma di seminario o altro.



## ALLEGATO V

**REGOLE PER IL CALCOLO DELL'IMPATTO DEI GAS A EFFETTO SERRA DEI BIOCARBURANTI, DEI BIOLICUIDI E DEI CARBURANTI FOSSILI DI RIFERIMENTO**
**A. VALORI TIPICI E STANDARD DEI BIOCARBURANTI SE PRODOTTI SENZA EMISSIONI NETTE DI CARBONIO A SEGUITO DELLA MODIFICA DELLA DESTINAZIONE D'USO DEI TERRENI**

Filiera di produzione del biocarburante	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione standard delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	67 %	59 %
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	77 %	73 %
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	73 %	68 %
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	79 %	76 %
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	58 %	47 %
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	71 %	64 %
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	48 %	40 %
etanolo da granturco, (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	55 %	48 %
etanolo da granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	40 %	28 %
etanolo da granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	69 %	68 %
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	47 %	38 %
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	53 %	46 %
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	37 %	24 %
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	67 %	67 %

**▼B**

Filiera di produzione del biocarburante	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione standard delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
etanolo da canna da zucchero	70 %	70 %
la frazione dell'etil-ter-butil-etero (ETBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del ter-amil-etil-etero (TAEE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	52 %	47 %
biodiesel da semi di girasole	57 %	52 %
biodiesel da soia	55 %	50 %

**▼C1**

biodiesel da olio di palma (in impianti "open pond")	33 %	20 %
--	------	------

**▼B**

biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	51 %	45 %
biodiesel da oli di cottura esausti	88 %	84 %
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	84 %	78 %
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	51 %	47 %
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	58 %	54 %
olio vegetale idrotrattato da soia	55 %	51 %
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	34 %	22 %
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	53 %	49 %
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	87 %	83 %
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	83 %	77 %
olio vegetale puro da semi di colza	59 %	57 %
olio vegetale puro da semi di girasole	65 %	64 %
olio vegetale puro da soia	63 %	61 %
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	40 %	30 %
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	59 %	57 %
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	98 %	98 %

(\*) I valori standard per i processi che utilizzano la cogenerazione sono validi solo se tutto il calore del processo è fornito dall'impianto di cogenerazione.

(\*\*) Si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio <sup>(1)</sup>, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.

<sup>(1)</sup> Regolamento (CE) n. 1069/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 21 ottobre 2009, recante norme sanitarie relative ai sottoprodotti di origine animale e ai prodotti derivati non destinati al consumo umano e che abroga il regolamento (CE) n. 1774/2002 (regolamento sui sottoprodotti di origine animale) (GU L 300 del 14.11.2009, pag. 1).

**▼B**

B. STIMA DEI VALORI TIPICI E STANDARD DEI FUTURI BIOCARBURANTI NON PRESENTI SUL MERCATO O PRESENTI SOLO IN QUANTITÀ TRASCURABILI AL 2016 SE PRODOTTI SENZA EMISSIONI NETTE DI CARBONIO A SEGUITO DELLA MODIFICA DELLA DESTINAZIONE D'USO DEI TERRENI

Filiera di produzione del biocarburante	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
Etanolo da paglia di cereali	85 %	83 %
<b>▼C1</b> Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	83 %	83 %
<b>▼B</b> Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	82 %	82 %
<b>▼C1</b> Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	83 %	83 %
<b>▼B</b> Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	82 %	82 %
<b>▼C1</b> dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	84 %	84 %
<b>▼B</b> dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto autonomo	83 %	83 %
<b>▼C1</b> metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	84 %	84 %
<b>▼B</b> metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	83 %	83 %
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	89 %	89 %
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	89 %	89 %
dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	89 %	89 %
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	89 %	89 %
la frazione dell'etere metilbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

## C. METODOLOGIA

1. Le emissioni di gas a effetto serra provenienti dalla produzione e dall'uso di carburanti per il trasporto, biocarburanti e bioliquidi sono calcolate secondo la seguente formula:

a) le emissioni di gas a effetto serra provenienti dalla produzione e dall'uso di biocarburanti sono calcolate secondo la seguente formula:

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccrs}$$

dove:

E	=	totale delle emissioni derivanti dall'uso del carburante;
$e_{ec}$	=	emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime;

**▼ B**

$e_l$	=	emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio a seguito del cambiamento della destinazione d'uso dei terreni;
$e_p$	=	emissioni derivanti dalla lavorazione;
$e_{td}$	=	emissioni derivanti dal trasporto e alla distribuzione;
$e_u$	=	emissioni derivanti dal carburante al momento dell'uso;
$e_{sca}$	=	riduzioni delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola;
$e_{ccs}$	=	riduzioni delle emissioni grazie alla cattura e al sequestro del CO <sub>2</sub> ; e
$e_{ccr}$	=	riduzione delle emissioni grazie alla cattura e alla sostituzione del CO <sub>2</sub> .

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

- b) le emissioni di gas a effetto serra provenienti dalla produzione e dall'uso di bioliquidi sono calcolate come per i biocarburanti (E), ma con l'estensione necessaria a includere la conversione energetica in energia elettrica e/o calore e freddo prodotti, come segue:

- i) per impianti che producono solo calore:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h}$$

- ii) per impianti che producono solo energia elettrica:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}}$$

dove:

$EC_{h, el}$  = totale delle emissioni di gas a effetto serra dal prodotto energetico finale.

$E$  = totale delle emissioni di gas a effetto serra del bioliquido prima della conversione finale.

$\eta_{el}$  = efficienza elettrica, definita come l'energia elettrica prodotta annualmente divisa per l'input annuale di bioliquido in base al suo contenuto energetico.

$\eta_h$  = efficienza termica, definita come il calore utile prodotto annualmente diviso per l'input annuale di bioliquido in base al suo contenuto energetico;

- iii) per l'energia elettrica o meccanica da impianti che producono calore utile assieme all'energia elettrica e/o meccanica:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}} \left( \frac{C_{el} \cdot \eta_{el}}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$



**▼B**

- iv) per l'energia termica utile da impianti che producono calore assieme all'energia elettrica e/o meccanica:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h} \left( \frac{C_h \cdot \eta_h}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$

dove:

$EC_{h, el}$  = totale delle emissioni di gas a effetto serra dal prodotto energetico finale.

$E$  = totale delle emissioni di gas a effetto serra del bioliquido prima della conversione finale.

$\eta_{el}$  = efficienza elettrica, definita come l'energia elettrica prodotta annualmente divisa per l'input annuale di combustibile in base al suo contenuto energetico.

$\eta_h$  = efficienza termica, definita come il calore utile prodotto annualmente diviso per l'input annuale di combustibile in base al suo contenuto energetico.

$C_{el}$  = frazione di exergia nell'energia elettrica, e/o meccanica, fissata al 100 % ( $C_{el} = 1$ ).

$C_h$  = rendimento di Carnot (frazione di exergia nel calore utile).

Il rendimento di Carnot,  $C_h$ , per il calore utile a diverse temperature è definito come segue:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

dove:

$T_h$  = temperatura, misurata in temperatura assoluta (kelvin) del calore utile al punto di fornitura.

$T_0$  = temperatura ambiente, fissata a 273,15 kelvin (pari a 0 °C)

Se il calore in eccesso è esportato per il riscaldamento degli edifici, ad una temperatura inferiore a 150 °C (423,15 kelvin),  $C_h$  può, in alternativa, essere definito come segue:

$C_h$  = rendimento di Carnot alla temperatura di 150 °C (423,15 kelvin), pari a: 0,3546

Ai fini di tale calcolo si applicano le seguenti definizioni:

- a) «cogenerazione»: la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica;
  - b) «calore utile»: il calore generato per soddisfare una domanda economicamente giustificabile di calore, ai fini di riscaldamento e raffrescamento;
  - c) «domanda economicamente giustificabile»: una domanda non superiore al fabbisogno di calore o di freddo che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato.
2. Le emissioni di gas a effetto serra da biocarburanti e da bioliquidi sono espresse come segue:
- a) le emissioni di gas a effetto serra derivanti dai biocarburanti,  $E$ , sono espresse in grammi equivalenti di  $CO_2$  per MJ di carburante, g  $CO_2eq/MJ$ ;
  - b) le emissioni di gas a effetto serra dai bioliquidi,  $EC$ , sono espresse in termini di grammi equivalenti di  $CO_2$  per MJ del prodotto energetico finale (calore o energia elettrica), g  $CO_2eq/MJ$ .

▼ **B**

Qualora il riscaldamento e il raffrescamento siano co-generati assieme all'energia elettrica le emissioni sono ripartite tra il calore e l'energia elettrica (di cui al punto 1, lettera b)), indipendentemente dal fatto che l'energia termica sia utilizzata ai fini di effettivo riscaldamento o di raffrescamento <sup>(1)</sup>.

Se le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime,  $e_{ec}$ , sono espresse in unità g CO<sub>2</sub>eq/t di materia prima solida la conversione in grammi equivalenti di CO<sub>2</sub> per MJ di carburante, g CO<sub>2</sub>eq/MJ, è calcolata come segue <sup>(2)</sup>:

$$e_{ec\text{combustibile}_a} \left[ \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ combustibile}} \right]_{ec} = \frac{e_{ec\text{materia prima}_a} \left[ \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{t_{\text{solida}}} \right]}{LHV_a \left[ \frac{\text{MJ materia prima}}{t_{\text{materia prima solida}}} \right]} \times \text{Fattore materia prima combustibile}_a \\ \times \text{Fattore attribuzione combustibile}_a$$

dove:

$$\text{Fattore attribuzione combustibile}_a = \left[ \frac{\text{Energia nel combustibile}}{\text{Energia nel combustibile} + \text{Energia nei coprodotti}} \right]$$

$$\text{Fattore materia prima combustibile}_a = \left[ \text{Rapporto MJ materia prima necessaria per ottenere 1 MJ di combustibile} \right]$$

Le emissioni per tonnellata di materia prima solida sono calcolate come segue:

$$e_{ec\text{materia prima}_a} \left[ \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{t_{\text{solida}}} \right] = \frac{e_{ec\text{materia prima}_a} \left[ \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{t_{\text{umida}}} \right]}{(1 - \text{tenore umidità})}$$

3. Le emissioni di gas a effetto serra da biocarburanti e da bioliquidi sono calcolate secondo la seguente formula:

- a) riduzione di emissioni di gas a effetto serra da biocarburanti:

$$\text{RIDUZIONE} = (E_{F(t)} - E_B)/E_{F(t)},$$

dove:

$E_B$	=	totale delle emissioni derivanti dal biocarburante; e
$E_{F(t)}$	=	totale delle emissioni derivanti dal carburante fossile di riferimento per trasporti

- b) riduzione di emissioni di gas a effetto serra da calore e freddo ed energia elettrica prodotti da bioliquidi:

$$\text{RIDUZIONE} = (EC_{F(h\&c,el)} - EC_{B(h\&c,el)})/EC_{F(h\&c,el)},$$

dove:

$$EC_{B(h\&c,el)} = \text{totale delle emissioni derivanti dal calore o energia elettrica; e}$$

<sup>(1)</sup> Il calore o il calore di scarto è utilizzato per generare il raffrescamento (aria o acqua raffrescata) attraverso sistemi frigoriferi ad assorbimento. Pertanto, è opportuno calcolare soltanto le emissioni associate al calore prodotto per MJ di calore, indipendentemente dal fatto che la destinazione finale del calore sia il riscaldamento o raffrescamento effettivo attraverso sistemi frigoriferi ad assorbimento.

<sup>(2)</sup> La formula per il calcolo delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime,  $e_{ec}$  descrive i casi in cui la materia prima è convertita in biocarburante in un'unica fase. Per le catene di approvvigionamento più complesse, sono necessari adeguamenti per calcolare le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime ( $e_{ec}$ ) per i prodotti intermedi.

## ▼B

$EC_{F(h\&c,el)}$  = totale delle emissioni derivanti dal combustibile fossile di riferimento per il calore utile o l'energia elettrica.

4. I gas a effetto serra presi in considerazione ai fini del punto 1 sono: CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O e CH<sub>4</sub>. Ai fini del calcolo dell'equivalenza in CO<sub>2</sub>, ai predetti gas sono associati i seguenti valori:

CO <sub>2</sub>	:	1
N <sub>2</sub> O	:	298
CH <sub>4</sub>	:	25

5. Le emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime,  $e_{cc}$ , comprendono le emissioni derivanti dal processo stesso di estrazione o di coltivazione, dalla raccolta, dall'essiccazione e dallo stoccaggio delle materie prime, dai rifiuti e dalle perdite, e dalla produzione di sostanze chimiche o di prodotti utilizzati per l'estrazione e la coltivazione. Non si tiene conto della cattura di CO<sub>2</sub> nella coltivazione delle materie prime. Le stime delle emissioni derivanti dalla coltivazione di biomassa agricola possono derivare dall'utilizzo delle medie regionali per le emissioni da coltivazione incluse nelle relazioni di cui all'articolo 31, paragrafo 4, o dalle informazioni sui valori standard disaggregati delle emissioni da coltivazione inclusi nel presente allegato, in alternativa all'uso dei valori effettivi. In assenza di informazioni pertinenti in tali relazioni è consentito calcolare medie sulla base delle pratiche agricole utilizzando, ad esempio, i dati di un gruppo di aziende, in alternativa all'uso dei valori effettivi.
6. Ai fini del calcolo di cui al punto 1, lettera a), le riduzioni di emissioni di gas a effetto serra rese possibili da una migliore gestione agricola  $e_{sca}$ , come il passaggio a una ridotta aratura o a una semina senza aratura, una migliore rotazione delle colture, l'uso di colture di copertura, compresa la gestione dei residui delle colture, e l'utilizzo di ammendanti organici (ad es. compost, digestato della fermentazione del letame), sono prese in considerazione solo se sono forniti elementi di prova attendibili e verificabili che il carbonio nel suolo è aumentato o che è ragionevole attendersi che sia aumentato nel periodo di coltura delle materie prime considerate tenendo conto anche delle emissioni laddove tali pratiche comportino un maggiore impiego di erbicidi e fertilizzanti<sup>(1)</sup>.
7. Le emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione d'uso dei terreni,  $e_1$ , sono calcolate ripartendo uniformemente il totale delle emissioni su 20 anni. Per il calcolo di dette emissioni si applica la seguente formula:

$$e_1 = (CS_R - CS_A) \times 3,664 \times 1/20 \times 1/P - e_B, \text{ (}^2\text{)}$$

dove:

<sup>(1)</sup> Tali elementi di prova possono essere costituiti da misurazioni del carbonio nel suolo, ad esempio con una prima misurazione anteriormente alla coltivazione e misurazioni successive a intervalli regolari a distanza di anni. In tale caso, prima che la seconda misurazione sia disponibile, l'aumento del carbonio nel suolo sarebbe stimato sulla base di esperimenti rappresentativi o di modelli di suolo. A partire dalla seconda misurazione le misurazioni costituirebbero la base per la determinazione dell'esistenza di un aumento del carbonio nel suolo e della sua entità.

<sup>(2)</sup> Il quoziente ottenuto dividendo il peso molecolare della CO<sub>2</sub> (44,010 g/mol) per il peso molecolare del carbonio (12,011 g/mol) è uguale a 3,664.

▼ B

$e_1$	=	le emissioni annualizzate di gas a effetto serra risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione del terreno (esprese in massa (grammi) equivalente di CO <sub>2</sub> per unità di energia prodotta (megajoule) dal biocarburante o bioliquido). I «terreni coltivati» <sup>(1)</sup> e le «colture perenni» <sup>(2)</sup> sono considerati un solo tipo di destinazione del terreno;
CS <sub>R</sub>	=	le scorte di carbonio per unità di superficie associate alla destinazione del terreno di riferimento (espresso in massa (tonnellate) di carbonio per unità di superficie, compresi suolo e vegetazione). La destinazione di riferimento del terreno è la destinazione del terreno nel gennaio 2008 o 20 anni prima dell'ottenimento delle materie prime, se quest'ultima data è posteriore;
CS <sub>A</sub>	=	le scorte di carbonio per unità di superficie associate alla destinazione reale del terreno (espresso in massa (tonnellate) di carbonio per unità di superficie, compresi suolo e vegetazione). Nel caso in cui le scorte di carbonio si accumulino per oltre un anno, il valore attribuito al CS <sub>A</sub> è il valore stimato per unità di superficie dopo 20 anni o quando le colture giungono a maturazione, se quest'ultima data è anteriore;
P	=	la produttività delle colture (misurata come quantità di energia prodotta da un biocarburante o bioliquido per unità di superficie all'anno); e
e <sub>B</sub>	=	bonus di 29 g CO <sub>2</sub> eq/MJ di biocarburante o bioliquido la cui biomassa è ottenuta a partire da terreni degradati ripristinati secondo le condizioni di cui al punto 8.

8. Il bonus di 29 g CO<sub>2</sub>eq/MJ è attribuito in presenza di elementi che dimostrino che il terreno in questione:

a) non era utilizzato per attività agricole o di altro tipo nel gennaio 2008; e

b) è pesantemente degradato, compresi i terreni precedentemente utilizzati per scopi agricoli.

Il bonus di 29 g CO<sub>2</sub>eq/MJ si applica per un periodo massimo di 20 anni a decorrere dalla data di conversione del terreno ad uso agricolo purché, per i terreni di cui alla lettera b), siano assicurate la crescita regolare delle scorte di carbonio e la rilevante riduzione dell'erosione.

9. Per «terreni pesantemente degradati» s'intendono terreni che sono da tempo fortemente salini o il cui tenore di materie organiche è particolarmente basso e la cui erosione è particolarmente forte.

<sup>(1)</sup> Terreni coltivati quali definiti dal gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico (IPCC).

<sup>(2)</sup> Per colture perenni si intendono le colture pluriennali il cui peduncolo solitamente non è raccolto annualmente, quali il bosco ceduo a rotazione rapida e la palma da olio.

**▼B**

10. La Commissione rivede, entro il 31 dicembre 2020, orientamenti per il calcolo delle scorte di carbonio nel suolo <sup>(1)</sup> attingendo agli orientamenti IPCC del 2006 per gli inventari nazionali di gas a effetto serra – volume 4 e in conformità del regolamento (UE) n. 525/2013 e del regolamento (UE) 2018/841 del Parlamento europeo e del Consiglio <sup>(2)</sup>. Gli orientamenti della Commissione fungono da base per il calcolo delle scorte di carbonio nel suolo ai fini della presente direttiva.
11. Le emissioni derivanti dalla lavorazione,  $e_p$ , includono le emissioni dalla lavorazione stessa, dai rifiuti e dalle perdite, e dalla produzione di sostanze chimiche e prodotti utilizzati per la lavorazione, incluse le emissioni di biossido di carbonio corrispondenti al contenuto di CO<sub>2</sub> degli input fossili, che siano o meno effettivamente bruciati nel processo.

Nel calcolo del consumo di energia elettrica prodotta all'esterno dell'unità di produzione del carburante, l'intensità delle emissioni di gas a effetto serra della produzione e della distribuzione dell'energia elettrica è ipotizzata uguale all'intensità media delle emissioni dovute alla produzione e alla distribuzione di energia elettrica in una regione data. In deroga a questa regola, per l'energia elettrica prodotta in un dato impianto di produzione elettrica non collegato alla rete elettrica i produttori possono utilizzare un valore medio.

Le emissioni derivanti dalla lavorazione comprendono le emissioni derivanti dall'essiccazione di prodotti e materiali intermedi, se del caso.

12. Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione,  $e_{td}$ , comprendono le emissioni generate dal trasporto delle materie prime e dei prodotti semilavorati, e dallo stoccaggio e dalla distribuzione dei prodotti finiti. Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione considerate al punto 5 non sono disciplinate dal presente punto.
13. Le emissioni del carburante al momento dell'uso,  $e_u$ , sono considerate pari a zero per i biocarburanti e i bioliquidi.

Le emissioni di gas ad effetto serra diversi dal CO<sub>2</sub> (N<sub>2</sub>O e CH<sub>4</sub>) del combustibile utilizzato sono incluse nel fattore  $e_u$  per i bioliquidi.

14. La riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico del CO<sub>2</sub>,  $e_{ccs}$ , che non sia già stata computata in  $e_p$ , è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura e allo stoccaggio della CO<sub>2</sub> emessa direttamente legati all'estrazione, al trasporto, alla lavorazione e alla distribuzione del combustibile se lo stoccaggio rispetta i requisiti posti dalla direttiva 2009/31/CE del Parlamento europeo e del Consiglio <sup>(3)</sup>.
15. La riduzione di emissioni da cattura e sostituzione di CO<sub>2</sub>,  $e_{ccr}$ , è direttamente collegata alla produzione di biocarburante o bioliquido alla quale è attribuita, ed è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura della CO<sub>2</sub> il cui carbonio proviene dalla biomassa e che viene usato per sostituire la CO<sub>2</sub> derivata da carburanti fossili nella produzione di prodotti e servizi commerciali.

<sup>(1)</sup> Decisione 2010/335/UE della Commissione, del 10 giugno 2010, relativa alle linee direttrici per il calcolo degli stock di carbonio nel suolo ai fini dell'allegato V della direttiva 2009/28/CE (GU L 151 del 17.6.2010, pag. 19).

<sup>(2)</sup> Regolamento (UE) 2018/841 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2018, relativo all'inclusione delle emissioni e degli assorbimenti di gas a effetto serra risultanti dall'uso del suolo, dal cambiamento di uso del suolo e dalla silvicoltura nel quadro 2030 per il clima e l'energia e recante modifica del regolamento (UE) n. 525/2013 e della decisione n. 529/2013/UE (GU L 156 del 19.6.2018, pag. 1).

<sup>(3)</sup> 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).

**▼B**

16. Quando un'unità di cogenerazione – che fornisce calore e/o energia elettrica a un processo di produzione di combustibile le cui emissioni sono calcolate – produce energia elettrica e/o calore utile in eccesso, le emissioni di gas a effetto serra sono suddivise tra l'energia elettrica e il calore utile a seconda della temperatura del calore (che riflette l'utilità del calore). La parte utile del calore è ottenuta moltiplicando il suo contenuto energetico per il rendimento di Carnot,  $C_h$ , calcolato come segue:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

dove:

$T_h$  = temperatura, misurata in temperatura assoluta (kelvin) del calore utile al punto di fornitura.

$T_0$  = temperatura ambiente, fissata a 273,15 kelvin (pari a 0 °C)

Se il calore in eccesso è esportato per il riscaldamento degli edifici, a una temperatura inferiore a 150 °C (423,15 kelvin),  $C_h$  può, in alternativa, essere definito come segue:

$C_h$  = rendimento di Carnot nel calore a 150 °C (423,15 kelvin), pari a: 0,3546

Ai fini di tale calcolo sono applicati i rendimenti effettivi, definiti come le quantità annua di energia meccanica, elettrica e termica prodotte divise rispettivamente per l'energia annua immessa.

Ai fini di tale calcolo si applicano le seguenti definizioni:

- a) «cogenerazione»: la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica;
  - b) «calore utile»: il calore generato per soddisfare una domanda economicamente giustificabile di calore, ai fini di riscaldamento o raffrescamento;
  - c) «domanda economicamente giustificabile»: una domanda non superiore al fabbisogno di calore o di freddo che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato.
17. Quando nel processo di produzione di combustibile sono prodotti, in combinazione, il combustibile per il quale sono calcolate le emissioni e uno o più altri prodotti («co-prodotti»), le emissioni di gas a effetto serra sono divise tra il combustibile o il prodotto intermedio e i co-prodotti proporzionalmente al loro contenuto energetico (determinato dal potere calorifico inferiore nel caso di co-prodotti diversi dall'energia elettrica e dal calore). L'intensità delle emissioni di gas a effetto serra dell'energia elettrica o del calore utile in eccesso è uguale all'intensità delle emissioni di gas a effetto serra fornita al processo di produzione di combustibile ed è determinata dal calcolo dell'intensità di gas a effetto serra di tutti gli input e le emissioni, comprese le materie prime e le emissioni di  $\text{CH}_4$  e  $\text{N}_2\text{O}$ , da e verso l'unità di cogenerazione, caldaia o altro apparato che fornisce calore o energia elettrica al processo di produzione di combustibile. In caso di cogenerazione di energia elettrica e di energia termica il calcolo viene eseguito in applicazione del punto 16.

**▼B**

18. Ai fini del calcolo di cui al punto 17, le emissioni da dividere sono:  $e_{ec} + e_1 + e_{sca} +$  le frazioni di  $e_p$ ,  $e_{td}$ ,  $e_{ccs}$ , ed  $e_{ccr}$  che intervengono fino alla fase, e nella fase stessa, del processo di produzione nella quale il co-prodotto è fabbricato. Se sono state attribuite emissioni a co-prodotti in precedenti fasi del processo nel ciclo di vita, in sostituzione del totale delle emissioni si utilizza solo la frazione delle emissioni attribuita nell'ultima fase del processo prima del prodotto combustibile intermedio.

Nel caso dei biocarburanti e dei bioliquidi, ai fini di tale calcolo sono presi in considerazione tutti i co-prodotti. Nessuna emissione è attribuita ai rifiuti e ai residui. I co-prodotti il cui contenuto energetico è negativo sono considerati aventi un contenuto energetico pari a zero ai fini del calcolo.

Rifiuti e residui, compresi fronde e rami degli alberi, paglia, lolla, tutoli e gusci, e i residui della lavorazione, compresa la glicerina grezza (glicerina non raffinata) e bagasse, sono considerati materiali a zero emissioni di gas a effetto serra durante il ciclo di vita fino al processo di raccolta degli stessi, a prescindere dal fatto che essi sono trasformati in prodotti intermedi prima di essere trasformati in prodotto finito.

Nel caso di combustibili prodotti in raffinerie, diversi dalla combinazione degli impianti di trasformazione con caldaie o unità di cogenerazione che forniscono energia termica e/o energia elettrica all'impianto di trasformazione, l'unità di analisi ai fini del calcolo di cui al punto 17 è la raffineria.

19. Per quanto riguarda i biocarburanti, ai fini del calcolo di cui al punto 3, il carburante fossile di riferimento,  $E_{F(t)}$ , è pari a 94g CO<sub>2</sub>eq/MJ.

Per i bioliquidi utilizzati nella produzione di energia elettrica, ai fini del calcolo di cui al punto 3, il carburante fossile di riferimento  $EC_{F(e)}$  è 183g CO<sub>2</sub>eq/MJ.

Per i bioliquidi utilizzati nella produzione di calore utile, così come nella produzione di riscaldamento e/o raffrescamento, ai fini del calcolo di cui al punto 3, il carburante fossile di riferimento  $EC_{F(h\&c)}$  è 80g CO<sub>2</sub>eq/MJ.

#### D. VALORI STANDARD DISAGGREGATI PER I BIOCARBURANTI E I BIOLIQUIDI

Valori standard disaggregati per la coltivazione: « $e_{ec}$ » come definito nella parte C del presente allegato comprese le emissioni di N<sub>2</sub>O del suolo

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero	9,6	9,6
etanolo da granturco	25,5	25,5
etanolo da altri cereali, escluso il granturco	27,0	27,0
etanolo da canna da zucchero	17,1	17,1

**▼B**

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
la frazione dell'ETBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del TAEE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	32,0	32,0
biodiesel da semi di girasole	26,1	26,1
biodiesel da soia	21,2	21,2

**▼C1**

biodiesel da olio di palma	26,0	26,0
----------------------------	------	------

**▼B**

biodiesel da oli di cottura esausti	0	0
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	0	0
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	33,4	33,4
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	26,9	26,9
olio vegetale idrotrattato da soia	22,1	22,1

**▼C1**

olio vegetale idrotrattato da olio di palma	27,3	27,3
---	------	------

**▼B**

olio idrotrattato da oli di cottura esausti	0	0
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	0	0
olio vegetale puro da semi di colza	33,4	33,4
olio vegetale puro da semi di girasole	27,2	27,2
olio vegetale puro da soia	22,2	22,2
olio vegetale puro da olio di palma	27,1	27,1
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	0	0

(\*\*) Si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.

Valori standard disaggregati per la coltivazione: «e<sub>ec</sub>» – solo per le emissioni di N<sub>2</sub>O del suolo (esse sono già comprese nei valori disaggregati per le emissioni da coltivazione di cui alla tabella «e<sub>ec</sub>»)

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni standard di gas a ef- fetto serra - Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero	4,9	4,9
etanolo da granturco	13,7	13,7
etanolo da altri cereali, escluso il granturco	14,1	14,1
etanolo da canna da zucchero	2,1	2,1
la frazione dell'ETBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del TAEE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	



## ▼B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni standard di gas a effetto serra - Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
biodiesel da semi di colza	17,6	17,6
biodiesel da semi di girasole	12,2	12,2
biodiesel da soia	13,4	13,4
biodiesel da olio di palma	16,5	16,5
biodiesel da oli di cottura esausti	0	0
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	0	0
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	18,0	18,0
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	12,5	12,5
olio vegetale idrotrattato da soia	13,7	13,7
olio vegetale idrotrattato da olio di palma	16,9	16,9
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	0	0
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	0	0
olio vegetale puro da semi di colza	17,6	17,6
olio vegetale puro da semi di girasole	12,2	12,2
olio vegetale puro da soia	13,4	13,4
olio vegetale puro da olio di palma	16,5	16,5
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	0	0

(\*\*) Nota: si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.

Valori standard disaggregati per la lavorazione: «e<sub>p</sub>» come definito nella parte C del presente allegato

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	18,8	26,3
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	9,7	13,6
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	13,2	18,5
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	7,6	10,6
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	27,4	38,3

▼B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	15,7	22,0
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	20,8	29,1
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	14,8	20,8
etanolo da granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	28,6	40,1
etanolo da granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,8	2,6
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	21,0	29,3
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	15,1	21,1
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	30,3	42,5
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,5	2,2
etanolo da canna da zucchero	1,3	1,8
la frazione dell'ETBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del TAEE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	11,7	16,3
biodiesel da semi di girasole	11,8	16,5
biodiesel da soia	12,1	16,9
biodiesel da olio di palma (in impianti «open pond»)	30,4	42,6
biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	13,2	18,5
biodiesel da oli di cottura esausti	9,3	13,0
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	13,6	19,1
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	10,7	15,0

## ▼B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	10,5	14,7
olio vegetale idrotrattato da soia	10,9	15,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	27,8	38,9
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	9,7	13,6
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	10,2	14,3
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	14,5	20,3
olio vegetale puro da semi di colza	3,7	5,2
olio vegetale puro da semi di girasole	3,8	5,4
olio vegetale puro da soia	4,2	5,9
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	22,6	31,7
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	4,7	6,5
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	0,6	0,8

(\*) I valori standard per i processi che utilizzano la cogenerazione sono validi solo se tutto il calore del processo è fornito dall'impianto di cogenerazione.

(\*\*) Nota: si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.

Valori standard disaggregati per l'estrazione dell'olio (già compresi nei valori disaggregati ai fini delle emissioni da lavorazione riportate nella tabella «e<sub>p</sub>»)

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
biodiesel da semi di colza	3,0	4,2
biodiesel da semi di girasole	2,9	4,0
biodiesel da soia	3,2	4,4
biodiesel da olio di palma (in impianti «open pond»)	20,9	29,2
biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	3,7	5,1
biodiesel da oli di cottura esausti	0	0
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	4,3	6,1
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	3,1	4,4
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	3,0	4,1

## ▼B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
olio vegetale idrotrattato da soia	3,3	4,6
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	21,9	30,7
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	3,8	5,4
olio vegetale idrotrattato da oli di cottura esausti	0	0
olio vegetale idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	4,3	6,0
olio vegetale puro da semi di colza	3,1	4,4
olio vegetale puro da semi di girasole	3,0	4,2
olio vegetale puro da soia	3,4	4,7
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	21,8	30,5
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	3,8	5,3
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	0	0

(\*\*) Nota: si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.

Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione: «e<sub>td</sub>» come definito nella parte C del presente allegato

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,3	2,3
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2

**▼B**

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	2,2	2,2
etanolo da granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	2,2	2,2
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da canna da zucchero	9,7	9,7
la frazione dell'ETBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del TAEE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	1,8	1,8
biodiesel da semi di girasole	2,1	2,1
biodiesel da soia	8,9	8,9
biodiesel da olio di palma (in impianti «open pond»)	6,9	6,9
biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	6,9	6,9
biodiesel da oli di cottura esausti	1,9	1,9
<b>▼C1</b>		
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	1,6	1,6
<b>▼B</b>		
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	1,7	1,7
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	2,0	2,0
olio vegetale idrotrattato da soia	9,2	9,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	7,0	7,0
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	7,0	7,0

## ▼B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
olio vegetale idrotrattato da oli di cottura esausti	1,7	1,7
olio vegetale idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	1,5	1,5
olio vegetale puro da semi di colza	1,4	1,4
olio vegetale puro da semi di girasole	1,7	1,7
olio vegetale puro da soia	8,8	8,8
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	6,7	6,7
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	6,7	6,7
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	1,4	1,4

(\*) I valori standard per i processi che utilizzano la cogenerazione sono validi solo se tutto il calore del processo è fornito dall'impianto di cogenerazione.

(\*\*) Nota: si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1060/2009, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.

Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione solo del carburante finale: sono già compresi nella tabella delle «emissioni dei trasporti e della distribuzione e<sub>td</sub>» come definito nella parte C del presente allegato, ma i seguenti valori sono utili per l'operatore economico che intenda dichiarare le emissioni effettive dei trasporti soltanto per il trasporto di cereali o di oli).

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	1,6	1,6
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	1,6	1,6
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	1,6	1,6

## ▼B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	1,6	1,6
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da canna da zucchero	6,0	6,0
la frazione dell'etere etil-ter-butilico (ETBE) prodotta da fonti rinnovabili	Sarà considerata analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione dell'etere terziario-amil-etilico (TAEE) prodotta da fonti rinnovabili	Sarà considerata analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	1,3	1,3
biodiesel da semi di girasole	1,3	1,3
biodiesel da soia	1,3	1,3
biodiesel da olio di palma (in impianti «open pond»)	1,3	1,3
biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	1,3	1,3
biodiesel da oli di cottura esausti	1,3	1,3
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	1,3	1,3
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	1,2	1,2
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	1,2	1,2

## ▼B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
olio vegetale idrotrattato da soia	1,2	1,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	1,2	1,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	1,2	1,2
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	1,2	1,2
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	1,2	1,2
olio vegetale puro da semi di colza	0,8	0,8
olio vegetale puro da semi di girasole	0,8	0,8
olio vegetale puro da soia	0,8	0,8
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	0,8	0,8
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	0,8	0,8
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	0,8	0,8

(\*) I valori standard per i processi che utilizzano la cogenerazione sono validi solo se tutto il calore del processo è fornito dall'impianto di cogenerazione.

(\*\*) Nota: si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1060/2009, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.

## Totale per coltivazione, lavorazione, trasporto e distribuzione

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	30,7	38,2
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	21,6	25,5
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	25,1	30,4
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	19,5	22,5
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	39,3	50,2



**▼B**

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	27,6	33,9
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	48,5	56,8
etanolo da granturco, (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	42,5	48,5
etanolo da granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	56,3	67,8
etanolo da granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	29,5	30,3
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	50,2	58,5
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	44,3	50,3
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	59,5	71,7
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	30,7	31,4
etanolo da canna da zucchero	28,1	28,6
la frazione dell'ETBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del TAEE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	45,5	50,1
biodiesel da semi di girasole	40,0	44,7
biodiesel da soia	42,2	47,0
<b>▼C1</b>		
biodiesel da olio di palma (in impianti "open pond")	63,3	75,5
biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	46,1	51,4
<b>▼B</b>		
biodiesel da oli di cottura esausti	11,2	14,9
<b>▼C1</b>		
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	15,2	20,7

**▼B**

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	45,8	50,1
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	39,4	43,6
olio vegetale idrotrattato da soia	42,2	46,5
<b>▼C1</b>		
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti “open pond”)	62,1	73,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all’oleificio)	44,0	47,9
<b>▼B</b>		
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	11,9	16,0
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	16,0	21,8
olio vegetale puro da semi di colza	38,5	40,0
olio vegetale puro da semi di girasole	32,7	34,3
olio vegetale puro da soia	35,2	36,9
<b>▼C1</b>		
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti “open pond”)	56,4	65,5
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all’oleificio)	38,5	40,3
<b>▼B</b>		
olio puro da oli di cottura esausti	2,0	2,2

(\*) I valori standard per i processi che utilizzano la cogenerazione sono validi solo se tutto il calore del processo è fornito dall’impianto di cogenerazione.

(\*\*) Nota: si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1060/2009 per i quali le emissioni relative all’igienizzazione nell’ambito della colatura non sono prese in considerazione.

**E. STIMA DEI VALORI STANDARD DISAGGREGATI PER I FUTURI BIOCABURANTI E BIOLQUIDI NON PRESENTI SUL MERCATO O PRESENTI SUL MERCATO SOLO IN QUANTITÀ TRASCURABILI AL 2016**

Valori standard disaggregati per la coltivazione: «e<sub>cc</sub>» come definito nella parte C del presente allegato comprese le emissioni di N<sub>2</sub>O (compresa la truciolatura di residui di legno o legno coltivato)

**▼C1**

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
Etanolo da paglia di cereali	1,8	1,8
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	3,3	3,3
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	8,2	8,2
<b>▼C1</b>		
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	3,3	3,3
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	8,2	8,2

## ▼B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto auto- nomo	3,1	3,1
dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto auto- nomo	7,6	7,6
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	3,1	3,1
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	7,6	7,6
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,5	2,5
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produ- zione di pasta per carta	2,5	2,5
dimetiletere (DME) di sintesi Fischer-Tropsch da gassi- ficazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,5	2,5
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,5	2,5
la frazione dell'MTBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

Valori standard disaggregati per le emissioni di N<sub>2</sub>O del suolo (già incluse nei  
valori standard disaggregati per le emissioni da coltivazione nella tabella «e<sub>ec</sub>»)

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
Etanolo da paglia di cereali	0	0
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	4,4	4,4
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	4,4	4,4
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto auto- nomo	0	0
dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto auto- nomo	4,1	4,1
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	4,1	4,1

## ▼B

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
dimetiletere (DME) di sintesi Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
la frazione dell'MTBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

Valori standard disaggregati per la lavorazione: «e<sub>p</sub>» come definito nella parte C del presente allegato

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
Etanolo da paglia di cereali	4,8	6,8
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	0,1	0,1
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	0,1	0,1
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	0,1	0,1
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	0,1	0,1
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
dimetiletere (DME) di sintesi Fischer-Tropsch da legno coltivato prodotto in impianto autonomo	0	0
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	0	0
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0

**▼B**

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
la frazione dell'MTBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione: «e<sub>td</sub>» come definito nella parte C del presente allegato

**▼C1**

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
Etanolo da paglia di cereali	7,1	7,1

**▼B**

Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	12,2	12,2
---	------	------

**▼B**

Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	8,4	8,4
---	-----	-----

**▼C1**

Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	12,2	12,2
--	------	------

**▼B**

Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	8,4	8,4
--	-----	-----

**▼C1**

dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	12,1	12,1
--	------	------

**▼B**

dimetiletere (DME) di sintesi Fischer-Tropsch da legno coltivato prodotto in impianto autonomo	8,6	8,6
--	-----	-----

**▼C1**

metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	12,1	12,1
--	------	------

**▼B**

metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	8,6	8,6
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	7,7	7,7
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	7,9	7,9
dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	7,7	7,7
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	7,9	7,9
la frazione dell'MTBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

**▼B**

Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione solo del carburante finale: sono già compresi nella tabella delle «emissioni dei trasporti e della distribuzione  $e_{td}$ » come definito nella parte C del presente allegato, ma i seguenti valori sono utili per l'operatore economico che intenda dichiarare le emissioni effettive dei trasporti soltanto per il trasporto di materie prime.

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
Etanolo da paglia di cereali	1,6	1,6
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	1,2	1,2
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	1,2	1,2
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	1,2	1,2
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	1,2	1,2
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	2,0	2,0
dimetiletere (DME) da legno coltivato prodotto in impianto autonomo	2,0	2,0
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	2,0	2,0
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	2,0	2,0
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,0	2,0
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,0	2,0
dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,0	2,0
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,0	2,0
la frazione dell'MTBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	

Totale per coltivazione, lavorazione, trasporto e distribuzione

Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
Etanolo da paglia di cereali	13,7	15,7
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	15,6	15,6

**▼C1**

<b>▼B</b>	Filiera di produzione dei biocarburanti e dei bioliquidi	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
	Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	16,7	16,7
<b>▼C1</b>			
	Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	15,6	15,6
<b>▼B</b>			
	Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	16,7	16,7
<b>▼C1</b>			
	dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	15,2	15,2
<b>▼B</b>			
	dimetiletere (DME) da legno coltivato prodotto in impianto autonomo	16,2	16,2
<b>▼C1</b>			
	metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	15,2	15,2
<b>▼B</b>			
	metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	16,2	16,2
	Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	10,2	10,2
	Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	10,4	10,4
	dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	10,2	10,2
	metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	10,4	10,4
	la frazione dell'MTBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	



## ALLEGATO VI

**REGOLE PER IL CALCOLO DELL'IMPATTO DEI GAS A EFFETTO SERRA DEI COMBUSTIBILI DA BIOMASSA E I RELATIVI COMBUSTIBILI FOSSILI DI RIFERIMENTO**

A. VALORI TIPICI E STANDARD DELLE RIDUZIONI DEI GAS A EFFETTO SERRA PER I COMBUSTIBILI DA BIOMASSA SE PRODOTTI SENZA EMISSIONI NETTE DI CARBONIO A SEGUITO DELLA MODIFICA DELLA DESTINAZIONE D'USO DEI TERRENI

TRUCIOLI DI LEGNO					
Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico		Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard	
		Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
Trucioli di legno da residui forestali	1-500 km	93 %	89 %	91 %	87 %
	500-2 500 km	89 %	84 %	87 %	81 %
	2 500-10 000 km	82 %	73 %	78 %	67 %
	Superiore a 10 000 km	67 %	51 %	60 %	41 %
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto)	2 500-10 000 km	77 %	65 %	73 %	60 %
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato)	1-500 km	89 %	83 %	87 %	81 %
	500-2 500 km	85 %	78 %	84 %	76 %
	2 500-10 000 km	78 %	67 %	74 %	62 %
	Superiore a 10 000 km	63 %	45 %	57 %	35 %
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato)	1-500 km	91 %	87 %	90 %	85 %
	500-2 500 km	88 %	82 %	86 %	79 %
	2 500-10 000 km	80 %	70 %	77 %	65 %
	Superiore a 10 000 km	65 %	48 %	59 %	39 %
Trucioli di legno da corteccia d'albero	1-500 km	93 %	89 %	92 %	88 %
	500-2 500 km	90 %	85 %	88 %	82 %
	2 500-10 000 km	82 %	73 %	79 %	68 %
	Superiore a 10 000 km	67 %	51 %	61 %	42 %
Trucioli di legno da residui industriali	1-500 km	94 %	92 %	93 %	90 %
	500-2 500 km	91 %	87 %	90 %	85 %
	2 500-10 000 km	83 %	75 %	80 %	71 %
	Superiore a 10 000 km	69 %	54 %	63 %	44 %





PELLET DI LEGNO (*)						
Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico		Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard		
		Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica	
		Bricchetti o pellet di legno da residui forestali	Caso 1	1-500 km	58 %	37 %
500-2 500 km	58 %			37 %	49 %	25 %
2 500-10 000 km	55 %			34 %	47 %	21 %
Superiore a 10 000 km	50 %			26 %	40 %	11 %
Caso 2a	1-500 km		77 %	66 %	72 %	59 %
	500-2 500 km		77 %	66 %	72 %	59 %
	2 500-10 000 km		75 %	62 %	70 %	55 %
	Superiore a 10 000 km		69 %	54 %	63 %	45 %
Caso 3a	1-500 km		92 %	88 %	90 %	85 %
	500-2 500 km		92 %	88 %	90 %	86 %
	2 500-10 000 km		90 %	85 %	88 %	81 %
	Superiore a 10 000 km		84 %	76 %	81 %	72 %
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto)	Caso 1	2 500-10 000 km	52 %	28 %	43 %	15 %
	Caso 2a	2 500-10 000 km	70 %	56 %	66 %	49 %
	Caso 3a	2 500-10 000 km	85 %	78 %	83 %	75 %
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato)	Caso 1	1-500 km	54 %	32 %	46 %	20 %
		500-10 000 km	52 %	29 %	44 %	16 %
		Superiore a 10 000 km	47 %	21 %	37 %	7 %
	Caso 2a	1-500 km	73 %	60 %	69 %	54 %
		500-10 000 km	71 %	57 %	67 %	50 %
		Superiore a 10 000 km	66 %	49 %	60 %	41 %
	Caso 3a	1-500 km	88 %	82 %	87 %	81 %
		500 -10 000 km	86 %	79 %	84 %	77 %
		Superiore a 10 000 km	80 %	71 %	78 %	67 %



PELLET DI LEGNO (*)							
Sistema di produzione di combustibile da biomassa		Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico		Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard		
			Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica	
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato)	Caso 1	1-500 km	56 %	35 %	48 %	23 %	
		500-10 000 km	54 %	32 %	46 %	20 %	
		Superiore a 10 000 km	49 %	24 %	40 %	10 %	
	Caso 2a	1-500 km	76 %	64 %	72 %	58 %	
		500 -10 000 km	74 %	61 %	69 %	54 %	
		Superiore a 10 000 km	68 %	53 %	63 %	45 %	
	Caso 3a	1-500 km	91 %	86 %	90 %	85 %	
		500-10 000 km	89 %	83 %	87 %	81 %	
		Superiore a 10 000 km	83 %	75 %	81 %	71 %	
	Corteccia d'albero	Caso 1	1-500 km	57 %	37 %	49 %	24 %
			500-2 500 km	58 %	37 %	49 %	25 %
			2 500-10 000 km	55 %	34 %	47 %	21 %
Superiore a 10 000 km			50 %	26 %	40 %	11 %	
Caso 2a		1-500 km	77 %	66 %	73 %	60 %	
		500-2 500 km	77 %	66 %	73 %	60 %	
		2 500-10 000 km	75 %	63 %	70 %	56 %	
		Superiore a 10 000 km	70 %	55 %	64 %	46 %	
Caso 3a		1-500 km	92 %	88 %	91 %	86 %	
		500-2 500 km	92 %	88 %	91 %	87 %	
		2 500-10 000 km	90 %	85 %	88 %	83 %	
		Superiore a 10 000 km	84 %	77 %	82 %	73 %	



PELLET DI LEGNO (*)						
Sistema di produzione di combustibile da biomassa		Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico		Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard	
			Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali	Caso 1	1-500 km	75 %	62 %	69 %	55 %
		500-2 500 km	75 %	62 %	70 %	55 %
		2 500-10 000 km	72 %	59 %	67 %	51 %
		Superiore a 10 000 km	67 %	51 %	61 %	42 %
	Caso 2a	1-500 km	87 %	80 %	84 %	76 %
		500-2 500 km	87 %	80 %	84 %	77 %
		2 500-10 000 km	85 %	77 %	82 %	73 %
		Superiore a 10 000 km	79 %	69 %	75 %	63 %
	Caso 3a	1-500 km	95 %	93 %	94 %	91 %
		500-2 500 km	95 %	93 %	94 %	92 %
		2 500-10 000 km	93 %	90 %	92 %	88 %
		Superiore a 10 000 km	88 %	82 %	85 %	78 %

(\*) Il caso 1 si riferisce ai processi in cui è utilizzata una caldaia a gas naturale per fornire il calore di processo all'impianto di pellettizzazione. L'energia elettrica per l'impianto di pellettizzazione è fornita dalla rete.

Il caso 2a si riferisce ai processi in cui una caldaia alimentata con trucioli di legno preessiccati è utilizzata per fornire il calore di processo. L'energia elettrica per l'impianto di pellettizzazione è fornita dalla rete.

Il caso 3a si riferisce ai processi in cui un impianto di cogenerazione alimentato con trucioli di legno preessiccati è utilizzato per fornire energia elettrica e termica all'impianto di pellettizzazione.

FILIERA AGRICOLA						
Sistema di produzione di combustibile da biomassa		Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico		Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard	
			Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
Residui agricoli con densità <math><0,2 \text{ t/m}^3</math> (*)	1-500 km	95 %	92 %	93 %	90 %	
	500-2 500 km	89 %	83 %	86 %	80 %	
	2 500-10 000 km	77 %	66 %	73 %	60 %	
	Superiore a 10 000 km	57 %	36 %	48 %	23 %	
Residui agricoli con densità >math>>0,2 \text{ t/m}^3</math> (**)	1-500 km	95 %	92 %	93 %	90 %	
	500-2 500 km	93 %	89 %	92 %	87 %	
	2 500-10 000 km	88 %	82 %	85 %	78 %	
	Superiore a 10 000 km	78 %	68 %	74 %	61 %	



FILIERA AGRICOLA					
Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico		Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard	
		Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
Paglia in pellet	1-500 km	88 %	82 %	85 %	78 %
	500-10 000 km	86 %	79 %	83 %	74 %
	Superiore a 10 000 km	80 %	70 %	76 %	64 %
Bricchetti di bagassa	500-10 000 km	93 %	89 %	91 %	87 %
	Superiore a 10 000 km	87 %	81 %	85 %	77 %
Farina di palmisti	Superiore a 10 000 km	20 %	-18 %	11 %	- 33 %
Farina di palmisti (senza emissioni di CH <sub>4</sub> provenienti dall'oleificio)	Superiore a 10 000 km	46 %	20 %	42 %	14 %

(\*) Questo gruppo di materiali comprende i residui agricoli a bassa densità apparente tra cui materiali come balle di paglia, lolla di riso, pula di avena e balle di bagassa della canna da zucchero (elenco non esaustivo).

(\*\*) Il gruppo di residui agricoli a maggiore densità apparente include materiali come tutoli di mais, gusci di noce, baccelli di soia, gusci di palmisti (elenco non esaustivo).

#### BIOGAS PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA (\*)

Sistema di produzione di biogas		Soluzione tecnologica	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
Letame umido <sup>(1)</sup>	Caso 1	Digestato scoperto <sup>(2)</sup>	146 %	94 %
		Digestato coperto <sup>(3)</sup>	246 %	240 %
	Caso 2	Digestato scoperto	136 %	85 %
		Digestato coperto	227 %	219 %
	Caso 3	Digestato scoperto	142 %	86 %
		Digestato coperto	243 %	235 %
Pianta intera del granturco <sup>(4)</sup>	Caso 1	Digestato scoperto	36 %	21 %
		Digestato coperto	59 %	53 %
	Caso 2	Digestato scoperto	34 %	18 %
		Digestato coperto	55 %	47 %
	Caso 3	Digestato scoperto	28 %	10 %
		Digestato coperto	52 %	43 %

<sup>(1)</sup> I valori per la produzione di biogas dal letame comprendono emissioni negative per la riduzione delle emissioni dovuta alla gestione del letame non trattato. Il valore di  $e_{sca}$  considerato è pari a - 45 g CO<sub>2</sub>eq/MJ di letame utilizzato nella digestione anaerobica.

<sup>(2)</sup> Lo stoccaggio scoperto di digestato comporta ulteriori emissioni di CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O. L'entità di tali emissioni varia a seconda delle condizioni ambientali, dei tipi di substrato e dell'efficienza del processo di digestione.

<sup>(3)</sup> Lo stoccaggio coperto significa che il digestato derivante dal processo di digestione è stoccato in un serbatoio a tenuta di gas e si considera che il biogas in eccesso liberato durante lo stoccaggio sia recuperato per la produzione di ulteriore energia elettrica o biometano. Nessuna emissione di gas a effetto serra è inclusa in tale processo.

<sup>(4)</sup> Per «pianta intera del granturco» si intende il mais mietuto per foraggio e insilato per la conservazione.



## BIOGAS PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA (\*)

Sistema di produzione di biogas		Soluzione tecnologica	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
Biorifiuti	Caso 1	Digestato scoperto	47 %	26 %
		Digestato coperto	84 %	78 %
	Caso 2	Digestato scoperto	43 %	21 %
		Digestato coperto	77 %	68 %
	Caso 3	Digestato scoperto	38 %	14 %
		Digestato coperto	76 %	66 %

(\*) Il caso 1 fa riferimento alle filiere in cui l'energia elettrica e termica necessarie al processo di produzione sono fornite dal motore dell'impianto di cogenerazione stesso.

Il caso 2 si riferisce alle filiere in cui l'energia elettrica necessaria al processo è prelevata dalla rete e il calore di processo viene fornito dal motore dell'impianto di cogenerazione stesso. In alcuni Stati membri, gli operatori non sono autorizzati a chiedere sovvenzioni per la produzione lorda e il caso 1 è la configurazione più probabile.

Il caso 3 si riferisce alle filiere in cui l'energia elettrica necessaria al processo è prelevata dalla rete e il calore di processo viene fornito da una caldaia a biogas. Questo caso si applica ad alcuni impianti in cui l'unità di cogenerazione non si trova in loco e il biogas è venduto (ma non trasformato in biometano).

## BIOGAS PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA – MISCELE DI LETAME E DI GRANTURCO

Sistema di produzione di biogas		Soluzione tecnologica	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
Letame — Granturco 80 % - 20 %	Caso 1	Digestato scoperto	72 %	45 %
		Digestato coperto	120 %	114 %
	Caso 2	Digestato scoperto	67 %	40 %
		Digestato coperto	111 %	103 %
	Caso 3	Digestato scoperto	65 %	35 %
		Digestato coperto	114 %	106 %
Letame — Granturco 70 % - 30 %	Caso 1	Digestato scoperto	60 %	37 %
		Digestato coperto	100 %	94 %
	Caso 2	Digestato scoperto	57 %	32 %
		Digestato coperto	93 %	85 %
	Caso 3	Digestato scoperto	53 %	27 %
		Digestato coperto	94 %	85 %



BIOGAS PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA – MISCELE DI LETAME E DI GRANTURCO				
Sistema di produzione di biogas		Soluzione tecnologica	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
Letame — Granturco 60 % - 40 %	Caso 1	Digestato scoperto	53 %	32 %
		Digestato coperto	88 %	82 %
	Caso 2	Digestato scoperto	50 %	28 %
		Digestato coperto	82 %	73 %
	Caso 3	Digestato scoperto	46 %	22 %
		Digestato coperto	81 %	72 %

BIOMETANO PER TRASPORTI (*)				
Sistema di produzione di biometano	Soluzioni tecnologiche	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard	
Letame umido	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	117 %	72 %	
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	133 %	94 %	
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	190 %	179 %	
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	206 %	202 %	
Pianta intera del granturco	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	35 %	17 %	
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	51 %	39 %	
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	52 %	41 %	
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	68 %	63 %	
Biorifiuti	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	43 %	20 %	
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	59 %	42 %	
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	70 %	58 %	
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	86 %	80 %	

(\*) Le riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra relative al biometano si riferiscono solo al biometano compresso rispetto al carburante fossile per trasporti di riferimento pari a 94 g CO<sub>2</sub>eq/MJ.



BIOMETANO – MISCELE DI LETAME E GRANTURCO (*)			
Sistema di produzione di biometano	Soluzioni tecnologiche	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra -Valore standard
Letame – Granturco 80 % - 20 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico (1)	62 %	35 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico (2)	78 %	57 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	97 %	86 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	113 %	108 %
Letame – Granturco 70 % - 30 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	53 %	29 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	69 %	51 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	83 %	71 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	99 %	94 %
Letame – Granturco 60 % - 40 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	48 %	25 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	64 %	48 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	74 %	62 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	90 %	84 %

(\*) Le riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra relative al biometano si riferiscono solo al biometano compresso rispetto al carburante fossile per trasporti di riferimento pari a 94 g CO<sub>2</sub>eq/MJ.

## B. METODOLOGIA

1. Le emissioni di gas a effetto serra provenienti dalla produzione e dall'uso di combustibili da biomassa sono calcolate secondo la seguente formula:

a) Le emissioni di gas a effetto serra provenienti dalla produzione e dall'uso di combustibili da biomassa prima della conversione in energia elettrica, riscaldamento e raffreddamento sono calcolate secondo la seguente formula:

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr}$$

dove:

$E$  = totale delle emissioni derivanti dalla produzione del combustibile prima della conversione di energia;

$e_{ec}$  = le emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime;

(1) Questa categoria comprende le seguenti categorie di tecnologie per l'upgrading del biogas in biometano: Lavaggio con acqua in pressione (PWS) quando l'acqua è riciclata, Adsorbimento per inversione di pressione (PSA), Scrubbing chimico, Assorbimento fisico con solventi organici (OPS), Purificazione mediante membrane e criogenica. Nessuna emissione di metano è considerata per questa categoria (l'eventuale metano viene bruciato nel gas di scarico).

(2) Questa categoria comprende le seguenti categorie di tecnologie per l'upgrading del biogas in biometano: Lavaggio con acqua in pressione (PWS) quando l'acqua è riciclata, Adsorbimento per inversione di pressione (PSA), Scrubbing chimico, Assorbimento fisico con solventi organici (OPS), Purificazione mediante membrane e criogenica. Nessuna emissione di metano è considerata per questa categoria (l'eventuale metano viene bruciato nel gas di scarico).

**▼ B**

$e_l$  = le emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio a seguito del cambiamento della destinazione d'uso dei terreni;

$e_p$  = le emissioni derivanti dalla lavorazione;

$e_{td}$  = le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione;

$e_u$  = le emissioni derivanti dal combustibile al momento dell'uso;

$e_{sca}$  = la riduzione delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola;

$e_{ccs}$  = le riduzioni delle emissioni grazie alla cattura e al sequestro dell'anidride carbonica; e

$e_{ccr}$  = la riduzione delle emissioni grazie alla cattura e alla sostituzione dell'anidride carbonica.

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

- b) In caso di codigestione di diversi substrati utilizzati in un impianto di produzione di biogas per la produzione di biogas o biometano i valori tipici e standard delle emissioni di gas a effetto serra sono calcolati come segue:

**▼ C1**

$$E = \sum_1^n S_n \cdot E_n$$

**▼ B**

dove:

$E$  = le emissioni di gas a effetto serra per MJ di biogas o biometano da codigestione della definita miscela di substrati

$S_n$  = quota di materie prime  $n$  nel contenuto energetico

$E_n$  = le emissioni espresse in g CO<sub>2</sub>/MJ per la filiera  $n$  come indicato nella parte D del presente allegato (\*)

**▼ C1**

$$S_n = \frac{P_n \cdot W_n}{\sum_1^n P_n \cdot W_n}$$

**▼ B**

dove:

$P_n$  = rendimento energetico [MJ] per chilogrammo di input umido di materie prime  $n$  (\*\*)

$W_n$  = fattore di ponderazione di substrato  $n$  definito come:

$$W_n = \frac{I_n}{\sum_1^n I_n} \cdot \left( \frac{1 - AM_n}{1 - SM_n} \right)$$

dove:

$I_n$  = input annuale al digestore di substrato  $n$  [tonnellata di materia fresca]

$AM_n$  = umidità media annua del substrato  $n$  [kg acqua/kg di materia fresca]

$SM_n$  = umidità standard per il substrato  $n$  (\*\*\*)



**▼ B**

(\*) Per il letame animale utilizzato come substrato, un bonus di 45 g CO<sub>2</sub>eq/MJ di letame (– 54 kg CO<sub>2</sub>eq/t di materia fresca) è aggiunto per la gestione migliorata dell'agricoltura e del letame.

(\*\*) I seguenti valori di P<sub>n</sub> sono utilizzati per calcolare i valori standard e i valori tipici:

P(Granturco): 4,16 [MJ<sub>biogas</sub>/kg granturco umido @ 65 % umidità]

P(Letame): 0,50 [MJ<sub>biogas</sub>/kg letame umido @ 90 % umidità]

P(Biorifiuti): 3,41 [MJ<sub>biogas</sub>/kg biorifiuti umidi @ 76 % umidità]

(\*\*\*) I seguenti valori di umidità standard per il substrato SM<sub>n</sub> sono utilizzati:

SM(Granturco): 0,65 [kg acqua/kg di materia fresca]

SM(Letame): 0,90 [kg acqua/kg di materia fresca]

SM(Biorifiuti): 0,76 [kg acqua/kg di materia fresca]

c) Nel caso di codigestione di n substrati in un impianto a biogas per la produzione di energia elettrica o biometano, le emissioni effettive di gas a effetto serra di biogas e biometano sono calcolate come segue:

$$E = \sum_1^n S_n \cdot (e_{ec,n} + e_{td,materia\ prima,n} + e_{l,n} - e_{sca,n}) + e_p + e_{td,prodotto} + e_u - e_{ccs} - e_{ccr}$$

dove:

E = totale delle emissioni derivanti dalla produzione di biogas o biometano prima della conversione di energia;

S<sub>n</sub> = la quota di materie prime n, in frazione di input al digestore

e<sub>ec,n</sub> = le emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime n;

e<sub>td,materia prima,n</sub> = le emissioni derivanti dal trasporto di materie prime n al digestore;

e<sub>l,n</sub> = le emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio a seguito del cambiamento della destinazione d'uso dei terreni, per la materia prima n;

e<sub>sca</sub> = la riduzione delle emissioni grazie a una migliore gestione agricola delle materie prime n (\*);

e<sub>p</sub> = le emissioni derivanti dalla lavorazione;

e<sub>td,product</sub> = le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione di biogas e/o biometano;

e<sub>u</sub> = le emissioni derivanti dal combustibile al momento dell'uso, ossia i gas a effetto serra emessi durante la combustione;

e<sub>ccs</sub> = le riduzioni delle emissioni grazie alla cattura e al sequestro dell'anidride carbonica; e

e<sub>ccr</sub> = la riduzione delle emissioni grazie alla cattura e alla sostituzione dell'anidride carbonica;

**▼ B**

(\*) Per l'e<sub>sca</sub> un bonus di 45 g CO<sub>2</sub> eq/MJ di letame viene attribuito per la gestione migliorata dell'agricoltura e del letame se il letame animale è usato come substrato per la produzione di biogas e biometano.

d) Le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'uso di combustibili da biomassa per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffreddamento, compresa la conversione energetica in energia elettrica e/o calore o freddo, sono calcolate come segue:

i) per impianti di energia che producono solo energia termica:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h}$$

ii) per impianti di energia che producono solo energia elettrica:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}}$$

dove:

$EC_{h,el}$  = totale delle emissioni di gas a effetto serra dal prodotto energetico finale.

$E$  = totale delle emissioni di gas a effetto serra del combustibile prima della conversione finale.

$\eta_{el}$  = l'efficienza elettrica, definita come l'energia elettrica prodotta annualmente divisa per l'input annuale di combustibile, in base al suo contenuto energetico.

$\eta_h$  = l'efficienza termica, definita come l'energia termica prodotta annualmente divisa per l'input annuale di combustibile, in base al suo contenuto energetico.

iii) Per l'energia elettrica o meccanica da impianti che producono calore utile assieme all'energia elettrica e/o meccanica:

$$EC_{el} = \frac{E}{\eta_{el}} \left( \frac{C_{el} \cdot \eta_{el}}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$

iv) Per l'energia termica utile da impianti che producono calore assieme all'energia elettrica e/o meccanica:

$$EC_h = \frac{E}{\eta_h} \left( \frac{C_h \cdot \eta_h}{C_{el} \cdot \eta_{el} + C_h \cdot \eta_h} \right)$$

dove:

$EC_{h,el}$  = totale delle emissioni di gas a effetto serra dal prodotto energetico finale.

$E$  = totale delle emissioni di gas a effetto serra del combustibile prima della conversione finale.

$\eta_{el}$  = l'efficienza elettrica, definita come l'energia elettrica prodotta annualmente divisa per l'input annuale di energia, in base al suo contenuto energetico.

**▼ B**

$\eta_h$  = l'efficienza termica, definita come l'energia termica utile prodotta annualmente divisa per l'input annuale di energia in base al suo contenuto energetico.

$C_{el}$  = frazione di exergia nell'energia elettrica, e/o meccanica, fissata al 100 % ( $C_{el} = 1$ ).

$C_h$  = rendimento di Carnot (frazione di exergia nel calore utile).

Il rendimento di Carnot,  $C_h$ , per il calore utile a diverse temperature è definito come segue:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

dove:

$T_h$  = la temperatura, misurata in temperatura assoluta (kelvin) del calore utile al punto di fornitura.

$T_0$  = la temperatura ambiente, fissata a 273,15 kelvin (pari a 0 °C).

Se il calore in eccesso è esportato per il riscaldamento degli edifici, ad una temperatura inferiore a 150 °C (423,15 kelvin),  $C_h$  può, in alternativa, essere definito come segue:

$C_h$  = rendimento di Carnot alla temperatura di 150 °C (423,15 kelvin), pari a: 0,3546

Ai fini del presente calcolo si applicano le seguenti definizioni:

- i) «cogenerazione» la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica;
- ii) «calore utile»: il calore generato per soddisfare una domanda economicamente giustificabile di calore, ai fini di riscaldamento o raffrescamento;
- iii) «domanda economicamente giustificabile»: una domanda non superiore al fabbisogno di calore o di freddo che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato.

2. Le emissioni di gas a effetto serra da combustibili da biomassa sono espresse come segue:

- a) Le emissioni di gas a effetto serra derivanti da combustibili da biomassa,  $E$ , sono espresse in grammi equivalenti di  $CO_2$  per MJ di combustibile da biomassa, g  $CO_2eq/MJ$ .
- b) Le emissioni di gas a effetto serra da riscaldamento o energia elettrica, prodotti da combustibili da biomassa,  $EC$ , sono espresse in termini di grammi equivalenti di  $CO_2$  per MJ del prodotto energetico finale (calore o energia elettrica), g  $CO_2eq/MJ$ .

▼ **B**

Qualora il riscaldamento e il raffrescamento siano co-generati assieme all'energia elettrica le emissioni sono ripartite tra il calore e l'energia elettrica (di cui al punto 1, lettera d)), indipendentemente dal fatto che l'energia termica venga utilizzata per l'effettivo riscaldamento o raffrescamento <sup>(1)</sup>.

Se le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime,  $e_{ec}$ , sono espresse in unità g CO<sub>2</sub>eq/t di materia prima solida la conversione in grammi equivalenti di CO<sub>2</sub> per MJ di carburante, g CO<sub>2</sub>eq/MJ, è calcolata come segue <sup>(2)</sup>:

$$e_{ec\text{combustibile}_a} \left[ \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{\text{MJ combustibile}} \right]_{ec} = \frac{e_{ec\text{materia prima}_a} \left[ \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{t_{\text{solida}}} \right]}{LHV_a \left[ \frac{\text{MJ materia prima}}{t_{\text{materia prima solida}}} \right]} \cdot \text{Fattore materia prima combustibile}_a \cdot \text{Fattore attribuzione combustibile}_a$$

dove:

$$\text{Fattore attribuzione combustibile}_a = \left[ \frac{\text{Energia nel combustibile}}{\text{Energia nel combustibile} + \text{Energia nei coprodotti}} \right]$$

$$\text{Fattore materia prima combustibile}_a = [\text{Rapporto MJ materia prima necessaria per ottenere 1 MJ di combustibile}]$$

Le emissioni per tonnellata di materia prima solida sono calcolate come segue:

$$e_{ec\text{materia prima}_a} \left[ \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{t_{\text{solida}}} \right] = \frac{e_{ec\text{materia prima}_a} \left[ \frac{\text{gCO}_2\text{eq}}{t_{\text{umida}}} \right]}{(1 - \text{tenore umidità})}$$

3. La riduzione delle emissioni di gas a effetto serra da combustibili da biomassa è calcolata secondo la seguente formula:

- a) la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra da combustibili da biomassa usati come carburanti:

$$\text{RIDUZIONE} = (E_{F(t)} - E_B) / E_{F(t)}$$

dove:

$E_B$  = totale delle emissioni derivanti da combustibili da biomassa usati come carburanti per il trasporto; e

$E_{F(t)}$  = totale delle emissioni derivanti dal carburante fossile di riferimento per trasporti

<sup>(1)</sup> Il calore o il calore di scarto è utilizzato per generare il raffrescamento (aria o acqua raffrescata) attraverso sistemi frigoriferi ad assorbimento. Pertanto, è opportuno calcolare soltanto le emissioni associate al calore prodotto per MJ di calore, indipendentemente dal fatto che la destinazione finale del calore sia il riscaldamento o raffrescamento effettivo attraverso sistemi frigoriferi ad assorbimento.

<sup>(2)</sup> La formula per il calcolo delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime,  $e_{ec}$ , descrive i casi in cui la materia prima è convertita in biocarburante in un'unica fase. Per le catene di approvvigionamento più complesse, sono necessari adeguamenti per calcolare le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime,  $e_{ec}$ , per i prodotti intermedi.

**▼ B**

- b) la riduzione di emissioni di gas a effetto serra da calore e raffrescamento, ed energia elettrica prodotti da combustibili da biomassa:

$$\text{RIDUZIONE} = (\text{EC}_{\text{F(h\&c,el)}} - \text{EC}_{\text{B(h\&c,el)}}) / \text{EC}_{\text{F(h\&c,el)}}$$

dove:

$\text{EC}_{\text{B(h\&c,el)}}$  = totale delle emissioni derivanti dal calore o energia elettrica;

$\text{EC}_{\text{F(h\&c,el)}}$  = totale delle emissioni derivanti dal combustibile fossile di riferimento per il calore utile o l'energia elettrica.

4. I gas a effetto serra presi in considerazione ai fini del punto 1 sono: CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O e CH<sub>4</sub>. Ai fini del calcolo dell'equivalenza in CO<sub>2</sub>, ai predetti gas sono associati i seguenti valori:

CO<sub>2</sub>: 1

N<sub>2</sub>O: 298

CH<sub>4</sub>: 25

5. Le emissioni derivanti dall'estrazione, raccolta o coltivazione delle materie prime,  $e_{ec}$ , comprendono le emissioni derivanti dal processo stesso di estrazione, coltivazione o raccolta; dalla raccolta, essiccazione e conservazione delle materie prime, dai rifiuti e dalle perdite, e dalla produzione di sostanze chimiche o prodotti utilizzati nell'estrazione o nella coltivazione. Non si tiene conto della cattura di CO<sub>2</sub> nella coltivazione delle materie prime. La stima delle emissioni derivanti dalla coltivazione di biomassa agricola può essere desunta dalle medie regionali per le emissioni da coltivazione incluse nelle relazioni di cui all'articolo 31, paragrafo 4, della presente direttiva o dalle informazioni sui valori standard disaggregati delle emissioni da coltivazione inclusi nel presente allegato, in alternativa all'uso dei valori effettivi. In assenza di informazioni pertinenti in tali relazioni è consentito calcolare medie con riferimento alle pratiche agricole basate, ad esempio, sui dati di un gruppo di aziende, in alternativa all'uso dei valori effettivi.

Le stime delle emissioni derivanti dalla coltivazione e dalla raccolta di biomassa forestale possono essere ricavate dalle medie calcolate per le emissioni dalla coltivazione e dalla raccolta per aree geografiche a livello nazionale, in alternativa all'uso dei valori effettivi.

6. Ai fini del calcolo di cui al punto 1, lettera a), le riduzioni di emissioni rese possibili da una migliore gestione agricola  $e_{sca}$ , come il passaggio a una ridotta aratura o a una semina senza aratura, una migliore rotazione delle colture, l'uso di colture di copertura, compresa la gestione dei residui delle colture, e l'utilizzo di ammendanti organici (ad es. compost, digestato della fermentazione del letame), sono prese in considerazione solo se sono forniti elementi di prova attendibili e verificabili che il carbonio nel suolo è aumentato o che è ragionevole attendersi che sia aumentato nel periodo di coltura delle materie prime considerate tenendo conto anche delle emissioni laddove tali pratiche comportino un maggiore impiego di erbicidi e fertilizzanti <sup>(1)</sup>.

<sup>(1)</sup> Tali elementi di prova possono essere costituiti da misurazioni del carbonio nel suolo, ad esempio con una prima misurazione anteriormente alla coltivazione e misurazioni successive a intervalli regolari a distanza di anni. In tale caso, prima che la seconda misurazione sia disponibile, l'aumento del carbonio nel suolo sarebbe stimato sulla base di esperimenti rappresentativi o di modelli di suolo. A partire dalla seconda misurazione le misurazioni costituirebbero la base per la determinazione dell'esistenza di un aumento del carbonio nel suolo e della sua entità.

**▼B**

7. Le emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione d'uso dei terreni,  $e_1$ , sono calcolate ripartendo uniformemente il totale delle emissioni su 20 anni. Per il calcolo di dette emissioni, si applica la seguente formula:

$$e_1 = (CS_R - CS_A) \times 3,664 \times 1/20 \times 1/P - e_B, \text{ (}^1\text{)}$$

dove:

$e_1$  = le emissioni annualizzate di gas a effetto serra risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione del terreno (espresse in massa equivalente di CO<sub>2</sub> per unità di energia prodotta dal combustibile da biomassa). I «terreni coltivati» <sup>(2)</sup> e le «colture perenni» <sup>(3)</sup> sono considerati un solo tipo di destinazione del terreno;

$CS_R$  = le scorte di carbonio per unità di superficie associate alla destinazione del terreno di riferimento (espresso in massa (tonnellate) di carbonio per unità di superficie, compresi suolo e vegetazione). La destinazione di riferimento del terreno è la destinazione del terreno nel gennaio 2008 o 20 anni prima dell'ottenimento delle materie prime, se quest'ultima data è posteriore;

$CS_A$  = le scorte di carbonio per unità di superficie associate alla destinazione del terreno di riferimento (espresso in massa (tonnellate) di carbonio per unità di superficie, compresi suolo e vegetazione). Nel caso in cui le scorte di carbonio si accumulino per oltre un anno, il valore attribuito al  $CS_A$  è il valore stimato per unità di superficie dopo 20 anni o quando le colture giungono a maturazione, se quest'ultima data è anteriore;

$P$  = la produttività delle colture (misurata come quantità di energia ottenuta dal combustibile da biomassa per unità di superficie all'anno); e

$e_B$  = bonus di 29 g CO<sub>2</sub>eq/MJ di combustibile da biomassa se la biomassa è ottenuta a partire da terreni degradati ripristinati nel rispetto delle condizioni di cui al punto 8.

8. Il bonus di 29 g CO<sub>2</sub>eq/MJ è attribuito in presenza di elementi che dimostrino che il terreno in questione:

- non era utilizzato per attività agricole o di altro tipo nel gennaio 2008; e
- è pesantemente degradato, compresi i terreni precedentemente utilizzati per scopi agricoli.

Il bonus di 29 g CO<sub>2</sub>eq/MJ si applica per un periodo massimo di 20 anni a decorrere dalla data di conversione del terreno ad uso agricolo purché, per i terreni di cui alla lettera b), siano assicurate la crescita regolare delle scorte di carbonio e la rilevante riduzione dell'erosione e, per i terreni di cui al punto b), la contaminazione sia ridotta.

9. Per «terreni pesantemente degradati» s'intendono terreni che sono da tempo fortemente salini o il cui tenore di materie organiche è particolarmente basso e la cui erosione è particolarmente forte.

<sup>(1)</sup> Il quoziente ottenuto dividendo il peso molecolare della CO<sub>2</sub> (44,010 g/mol) per il peso molecolare del carbonio (12,011 g/mol) è uguale a 3,664.

<sup>(2)</sup> Terreni coltivati quali definiti dall'IPCC.

<sup>(3)</sup> Per colture perenni si intendono le colture pluriennali il cui peduncolo non viene raccolto annualmente, quali il bosco ceduo a rotazione rapida e la palma da olio.

**▼B**

10. In conformità dell'allegato V, parte C, punto 10, della presente direttiva, funge da base per il calcolo delle scorte di carbonio nel suolo la decisione 2010/335/UE della Commissione <sup>(1)</sup>, che stabilisce le linee direttrici per il calcolo delle scorte di carbonio nel suolo in relazione alla presente direttiva, sulla base delle linee guida IPCC del 2006 per gli inventari nazionali di gas a effetto serra — volume 4 e in conformità dei regolamenti (UE) n. 525/2013 e (UE) 2018/841.
11. Le emissioni derivanti dalla lavorazione,  $e_p$ , includono le emissioni dalla lavorazione stessa, dai rifiuti e dalle perdite, e dalla produzione di sostanze chimiche e prodotti utilizzati per la lavorazione, incluse le emissioni di CO<sub>2</sub> corrispondenti al contenuto di carbonio degli input fossili, che siano o meno effettivamente bruciati nel processo.

Nel calcolo del consumo di energia elettrica non prodotta all'interno dell'unità di produzione del combustibile solido o gassoso da biomassa, l'intensità delle emissioni di gas a effetto serra della produzione e della distribuzione dell'energia elettrica viene ipotizzata uguale all'intensità media delle emissioni dovute alla produzione e alla distribuzione di energia elettrica in una data regione. In deroga a questa regola, per l'energia elettrica prodotta in un dato impianto di produzione elettrica non collegato alla rete elettrica i produttori possono utilizzare un valore medio.

Le emissioni derivanti dalla lavorazione comprendono le emissioni derivanti dall'essiccazione di prodotti e materiali intermedi, se del caso.

12. Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione,  $e_{td}$ , comprendono le emissioni generate dal trasporto delle materie prime e dei prodotti semilavorati, e dallo stoccaggio e dalla distribuzione dei prodotti finiti. Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione considerate al punto 5 non sono disciplinate dal presente punto.
13. Le emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti dal combustibile al momento dell'uso,  $e_u$ , sono considerate pari a zero per i combustibili da biomassa. Le emissioni di gas ad effetto serra diversi dal CO<sub>2</sub> (CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub> O) derivanti dal combustibile utilizzato sono incluse nel fattore  $e_u$ .
14. La riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub>,  $e_{ccs}$ , che non è già stata computata in  $e_p$ , è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura e allo stoccaggio della CO<sub>2</sub> emessa, direttamente collegata all'estrazione, al trasporto, alla lavorazione e alla distribuzione del combustibile da biomassa, se lo stoccaggio rispetta i requisiti posti dalla direttiva 2009/31/CE.
15. La riduzione delle emissioni da cattura e sostituzione di CO<sub>2</sub>,  $e_{cer}$ , è direttamente collegata alla produzione di combustibile da biomassa al quale le emissioni sono attribuite, ed è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura di CO<sub>2</sub> il cui carbonio proviene dalla biomassa e che viene usato in sostituzione della CO<sub>2</sub> ascrivibile ai combustibili fossili<sub>2</sub> nella produzione di prodotti e servizi commerciali.

<sup>(1)</sup> Decisione 2010/335/UE della Commissione, del 10 giugno 2010, relativa alle linee direttrici per il calcolo degli stock di carbonio nel suolo ai fini dell'allegato V della direttiva 2009/28/CE (GU L 151 del 17.6.2010, pag. 19).

**▼B**

16. Quando un'unità di cogenerazione – che fornisce calore e/o energia elettrica a un processo di produzione di combustibile da biomassa le cui emissioni sono calcolate - produce energia elettrica e/o calore utile in eccesso, le emissioni di gas a effetto serra sono suddivise tra l'energia elettrica e il calore utile a seconda della temperatura del calore (che riflette l'utilità del calore). La parte utile del calore è ottenuta moltiplicando il suo contenuto energetico per il rendimento di Carnot,  $C_h$ , calcolato come segue:

$$C_h = \frac{T_h - T_0}{T_h}$$

dove:

$T_h$  = la temperatura, misurata in temperatura assoluta (kelvin) del calore utile al punto di fornitura.

$T_0$  = temperatura ambiente, fissata a 273,15 kelvin (pari a 0 °C)

Se il calore in eccesso è esportato per il riscaldamento degli edifici, a una temperatura inferiore a 150 °C (423,15 kelvin),  $C_h$  può, in alternativa, essere definito come segue:

$C_h$  = rendimento di Carnot alla temperatura di 150 °C (423,15 kelvin), pari a: 0,3546

Ai fini di tale calcolo sono applicati i rendimenti effettivi, definiti come le quantità annua di energia meccanica, elettrica e termica prodotte divise rispettivamente per l'energia annua immessa.

Ai fini di tale calcolo si applicano le seguenti definizioni:

- a) «cogenerazione»: la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica;
  - b) «calore utile»: il calore generato per soddisfare una domanda economicamente giustificabile di calore, ai fini di riscaldamento o raffrescamento;
  - c) «domanda economicamente giustificabile»: una domanda non superiore al fabbisogno di calore o di freddo e che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato
17. Quando nel processo di produzione di combustibile da biomassa sono prodotti, in combinazione, il combustibile per il quale sono calcolate le emissioni e uno o più altri prodotti («co-prodotti»), le emissioni di gas a effetto serra sono divise tra il combustibile o il prodotto intermedio e i co-prodotti proporzionalmente al loro contenuto energetico (determinato dal potere calorifico inferiore nel caso di co-prodotti diversi dall'energia elettrica e dal calore). L'intensità delle emissioni di gas a effetto serra dell'energia elettrica o del calore utile in eccesso è uguale all'intensità delle emissioni di gas a



**▼B**

effetto serra fornita al processo di produzione di combustibile ed è determinata dal calcolo dell'intensità di gas a effetto serra di tutti gli input e le emissioni, comprese le materie prime e le emissioni di CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O, da e verso l'unità di cogenerazione, caldaia o altro apparato che fornisce calore o energia elettrica al processo di produzione di combustibile da biomassa. In caso di cogenerazione di energia elettrica e di energia termica il calcolo è eseguito in applicazione del punto 16.

18. Ai fini dei calcoli di cui al punto 17, le emissioni da dividere sono:  $e_{cc} + e_1 + e_{sca} +$  le frazioni di  $e_p$ ,  $e_{td}$ ,  $e_{ccs}$  e  $e_{cer}$  che intervengono fino alla fase, e nella fase stessa, del processo di produzione nella quale il co-prodotto è fabbricato. Se sono state attribuite emissioni a co-prodotti in precedenti fasi del processo nel ciclo di vita, in sostituzione del totale delle emissioni si utilizza solo la frazione delle emissioni attribuita nell'ultima fase del processo prima del prodotto combustibile intermedio.

►**C1** Nel caso del biogas e del biometano, ai fini di tale calcolo sono presi in considerazione tutti i co-prodotti. ◀ Nessuna emissione è attribuita ai rifiuti e ai residui. I co-prodotti il cui contenuto energetico è negativo sono considerati aventi un contenuto energetico pari a zero ai fini del calcolo.

Rifiuti e residui, compresi fronde e rami degli alberi, paglia, lolla, tutoli e gusci, e i residui della lavorazione, compresa la glicerina grezza (glicerina non raffinata) e bagasse, sono considerati materiali a zero emissioni di gas a effetto serra durante il ciclo di vita fino al processo di raccolta degli stessi, a prescindere dal fatto che siano stati trasformati in prodotti intermedi prima di essere trasformati in prodotto finito.

Nel caso di combustibili da biomassa prodotti in raffinerie, diversi dalla combinazione degli impianti di trasformazione con caldaie o unità di cogenerazione che forniscono calore e/o energia elettrica all'impianto di trasformazione, l'unità di analisi ai fini del calcolo di cui al punto 17 è la raffineria.

19. Per i combustibili da biomassa utilizzati nella produzione di energia elettrica, ai fini del calcolo di cui al punto 3, il valore del combustibile fossile di riferimento  $EC_{F(e)}$  è 183 g CO<sub>2</sub>eq/MJ di energia elettrica o 212 g CO<sub>2</sub>eq/MJ di energia elettrica per le regioni ultraperiferiche.

Per i combustibili da biomassa utilizzati nella produzione di calore utile a scopo di riscaldamento e/o raffrescamento, ai fini del calcolo di cui al punto 3, il valore del combustibile fossile di riferimento  $EC_{F(h)}$  è 80 g CO<sub>2</sub>eq/MJ di calore.

Per i combustibili da biomassa utilizzati nella produzione di calore utile, laddove può essere comprovata una sostituzione fisica diretta del carbone, ai fini del calcolo di cui al punto 3, il valore del combustibile fossile di riferimento  $EC_{F(h)}$  è 124 g CO<sub>2</sub>eq/MJ di calore.

Per i combustibili da biomassa utilizzati per il trasporto, ai fini del calcolo di cui al punto 3, il valore del combustibile fossile di riferimento  $EC_{F(t)}$  è 94 g CO<sub>2</sub>eq/MJ.

## ▼B

## C. VALORI STANDARD DISAGGREGATI PER I COMBUSTIBILI DA BIOMASSA

Bricchetti o pellet di legno

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico(g CO <sub>2</sub> eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato
Trucioli di legno da residui forestali	1-500 km	0,0	1,6	3,0	0,4	0,0	1,9	3,6	0,5
	500-2 500 km	0,0	1,6	5,2	0,4	0,0	1,9	6,2	0,5
	2 500-10 000 km	0,0	1,6	10,5	0,4	0,0	1,9	12,6	0,5
	Superiore a 10 000 km	0,0	1,6	20,5	0,4	0,0	1,9	24,6	0,5
Trucioli di legno da bosco ceduo a corta rotazione (eucalipto)	2 500-10 000 km	4,4	0,0	11,0	0,4	4,4	0,0	13,2	0,5
Trucioli di legno da bosco ceduo a corta rotazione (pioppo - fertilizzato)	1-500 km	3,9	0,0	3,5	0,4	3,9	0,0	4,2	0,5
	500-2 500 km	3,9	0,0	5,6	0,4	3,9	0,0	6,8	0,5
	2 500-10 000 km	3,9	0,0	11,0	0,4	3,9	0,0	13,2	0,5
	Superiore a 10 000 km	3,9	0,0	21,0	0,4	3,9	0,0	25,2	0,5
Trucioli di legno da bosco ceduo a corta rotazione (pioppo - non fertilizzato)	1-500 km	2,2	0,0	3,5	0,4	2,2	0,0	4,2	0,5
	500-2 500 km	2,2	0,0	5,6	0,4	2,2	0,0	6,8	0,5
	2 500-10 000 km	2,2	0,0	11,0	0,4	2,2	0,0	13,2	0,5
	Superiore a 10 000 km	2,2	0,0	21,0	0,4	2,2	0,0	25,2	0,5

## ▼B

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato
Trucioli di legno da corteccia d'albero	1-500 km	1,1	0,3	3,0	0,4	1,1	0,4	3,6	0,5
	500-2 500 km	1,1	0,3	5,2	0,4	1,1	0,4	6,2	0,5
	2 500-10 000 km	1,1	0,3	10,5	0,4	1,1	0,4	12,6	0,5
	Superiore a 10 000 km	1,1	0,3	20,5	0,4	1,1	0,4	24,6	0,5
Trucioli di legno da residui legnosi industriali	1-500 km	0,0	0,3	3,0	0,4	0,0	0,4	3,6	0,5
	500-2 500 km	0,0	0,3	5,2	0,4	0,0	0,4	6,2	0,5
	2 500-10 000 km	0,0	0,3	10,5	0,4	0,0	0,4	12,6	0,5
	Superiore a 10 000 km	0,0	0,3	20,5	0,4	0,0	0,4	24,6	0,5
Bricchetti o pellet di legno									
Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 1)	1-500 km	0,0	25,8	2,9	0,3	0,0	30,9	3,5	0,3
	500-2 500 km	0,0	25,8	2,8	0,3	0,0	30,9	3,3	0,3
	2 500-10 000 km	0,0	25,8	4,3	0,3	0,0	30,9	5,2	0,3
	Superiore a 10 000 km	0,0	25,8	7,9	0,3	0,0	30,9	9,5	0,3

## ▼B

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 2a)	1-500 km	0,0	12,5	3,0	0,3	0,0	15,0	3,6	0,3
	500-2 500 km	0,0	12,5	2,9	0,3	0,0	15,0	3,5	0,3
	2 500-10 000 km	0,0	12,5	4,4	0,3	0,0	15,0	5,3	0,3
	Superiore a 10 000 km	0,0	12,5	8,1	0,3	0,0	15,0	9,8	0,3
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 3 a)	1-500 km	0,0	2,4	3,0	0,3	0,0	2,8	3,6	0,3
	500-2 500 km	0,0	2,4	2,9	0,3	0,0	2,8	3,5	0,3
	2 500-10 000 km	0,0	2,4	4,4	0,3	0,0	2,8	5,3	0,3
	Superiore a 10 000 km	0,0	2,4	8,2	0,3	0,0	2,8	9,8	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto — caso 1)	2 500-10 000 km	3,9	24,5	4,3	0,3	3,9	29,4	5,2	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto — caso 2a)	2 500-10 000 km	5,0	10,6	4,4	0,3	5,0	12,7	5,3	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto — caso 3a)	2 500-10 000 km	5,3	0,3	4,4	0,3	5,3	0,4	5,3	0,3

## ▼B

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — fertilizzato — caso 1)	1-500 km	3,4	24,5	2,9	0,3	3,4	29,4	3,5	0,3
	500-10 000 km	3,4	24,5	4,3	0,3	3,4	29,4	5,2	0,3
	Superiore a 10 000 km	3,4	24,5	7,9	0,3	3,4	29,4	9,5	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — fertilizzato — caso 2a)	1-500 km	4,4	10,6	3,0	0,3	4,4	12,7	3,6	0,3
	500-10 000 km	4,4	10,6	4,4	0,3	4,4	12,7	5,3	0,3
	Superiore a 10 000 km	4,4	10,6	8,1	0,3	4,4	12,7	9,8	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — fertilizzato — caso 3 a)	1-500 km	4,6	0,3	3,0	0,3	4,6	0,4	3,6	0,3
	500-10 000 km	4,6	0,3	4,4	0,3	4,6	0,4	5,3	0,3
	Superiore a 10 000 km	4,6	0,3	8,2	0,3	4,6	0,4	9,8	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — non fertilizzato — caso 1)	1-500 km	2,0	24,5	2,9	0,3	2,0	29,4	3,5	0,3
	500-2 500 km	2,0	24,5	4,3	0,3	2,0	29,4	5,2	0,3
	2 500-10 000 km	2,0	24,5	7,9	0,3	2,0	29,4	9,5	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — non fertilizzato — caso 2a)	1-500 km	2,5	10,6	3,0	0,3	2,5	12,7	3,6	0,3
	500-10 000 km	2,5	10,6	4,4	0,3	2,5	12,7	5,3	0,3
	Superiore a 10 000 km	2,5	10,6	8,1	0,3	2,5	12,7	9,8	0,3

## ▼B

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — non fertilizzato — caso 3a)	1-500 km	2,6	0,3	3,0	0,3	2,6	0,4	3,6	0,3
	500-10 000 km	2,6	0,3	4,4	0,3	2,6	0,4	5,3	0,3
	Superiore a 10 000 km	2,6	0,3	8,2	0,3	2,6	0,4	9,8	0,3
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 1)	1-500 km	1,1	24,8	2,9	0,3	1,1	29,8	3,5	0,3
	500-2 500 km	1,1	24,8	2,8	0,3	1,1	29,8	3,3	0,3
	2 500-10 000 km	1,1	24,8	4,3	0,3	1,1	29,8	5,2	0,3
	Superiore a 10 000 km	1,1	24,8	7,9	0,3	1,1	29,8	9,5	0,3
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 2a)	1-500 km	1,4	11,0	3,0	0,3	1,4	13,2	3,6	0,3
	500-2 500 km	1,4	11,0	2,9	0,3	1,4	13,2	3,5	0,3
	2 500-10 000 km	1,4	11,0	4,4	0,3	1,4	13,2	5,3	0,3
	Superiore a 10 000 km	1,4	11,0	8,1	0,3	1,4	13,2	9,8	0,3
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 3 a)	1-500 km	1,4	0,8	3,0	0,3	1,4	0,9	3,6	0,3
	500-2 500 km	1,4	0,8	2,9	0,3	1,4	0,9	3,5	0,3
	2 500-10 000 km	1,4	0,8	4,4	0,3	1,4	0,9	5,3	0,3
	Superiore a 10 000 km	1,4	0,8	8,2	0,3	1,4	0,9	9,8	0,3

## ▼B

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 1)	1-500 km	0,0	14,3	2,8	0,3	0,0	17,2	3,3	0,3
	500-2 500 km	0,0	14,3	2,7	0,3	0,0	17,2	3,2	0,3
	2 500-10 000 km	0,0	14,3	4,2	0,3	0,0	17,2	5,0	0,3
	Superiore a 10 000 km	0,0	14,3	7,7	0,3	0,0	17,2	9,2	0,3
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 2a)	1-500 km	0,0	6,0	2,8	0,3	0,0	7,2	3,4	0,3
	500-2 500 km	0,0	6,0	2,7	0,3	0,0	7,2	3,3	0,3
	2 500-10 000 km	0,0	6,0	4,2	0,3	0,0	7,2	5,1	0,3
	Superiore a 10 000 km	0,0	6,0	7,8	0,3	0,0	7,2	9,3	0,3
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 3 a)	1-500 km	0,0	0,2	2,8	0,3	0,0	0,3	3,4	0,3
	500-2 500 km	0,0	0,2	2,7	0,3	0,0	0,3	3,3	0,3
	2 500-10 000 km	0,0	0,2	4,2	0,3	0,0	0,3	5,1	0,3
	Superiore a 10 000 km	0,0	0,2	7,8	0,3	0,0	0,3	9,3	0,3

## ▼B

## Filiera agricola

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra (g CO <sub>2</sub> eq/MJ) - Valore tipico				Emissioni di gas a effetto serra (g CO <sub>2</sub> eq/MJ) - Valore standard			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato
Residui agricoli con densità < 0,2 t/m <sup>3</sup>	1-500 km	0,0	0,9	2,6	0,2	0,0	1,1	3,1	0,3
	500-2 500 km	0,0	0,9	6,5	0,2	0,0	1,1	7,8	0,3
	2 500-10 000 km	0,0	0,9	14,2	0,2	0,0	1,1	17,0	0,3
	Superiore a 10 000 km	0,0	0,9	28,3	0,2	0,0	1,1	34,0	0,3
Residui agricoli con densità > 0,2 t/m <sup>3</sup>	1-500 km	0,0	0,9	2,6	0,2	0,0	1,1	3,1	0,3
	500-2 500 km	0,0	0,9	3,6	0,2	0,0	1,1	4,4	0,3
	2 500-10 000 km	0,0	0,9	7,1	0,2	0,0	1,1	8,5	0,3
	Superiore a 10 000 km	0,0	0,9	13,6	0,2	0,0	1,1	16,3	0,3
Paglia in pellet	1-500 km	0,0	5,0	3,0	0,2	0,0	6,0	3,6	0,3
	500-10 000 km	0,0	5,0	4,6	0,2	0,0	6,0	5,5	0,3
	Superiore a 10 000 km	0,0	5,0	8,3	0,2	0,0	6,0	10,0	0,3
Bricchetti di bagassa	500-10 000 km	0,0	0,3	4,3	0,4	0,0	0,4	5,2	0,5
	Superiore a 10 000 km	0,0	0,3	8,0	0,4	0,0	0,4	9,5	0,5
Farina di palmisti	Superiore a 10 000 km	21,6	21,1	11,2	0,2	21,6	25,4	13,5	0,3
Farina di palmisti (senza emissioni di CH <sub>4</sub> provenienti dall'oleificio)	Superiore a 10 000 km	21,6	3,5	11,2	0,2	21,6	4,2	13,5	0,3



## ▼B

Valori standard disaggregati relativi al biogas per la produzione di energia elettrica

Sistema di produzione di combustibile da biomassa		Tecnologia	VALORI TIPICI [g CO <sub>2</sub> eq/MJ]					VALORI STANDARD [g CO <sub>2</sub> eq/MJ]				
			Coltiva-zione	Tratta-mento	Emissioni di-verse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Traspor-to	Crediti per letame	Coltiva-zione	Tratta-mento	Emissioni di-verse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Traspor-to	Crediti per letame
Letame umi-do <sup>(1)</sup>	caso 1	Digestato scoperto	0,0	69,6	8,9	0,8	- 107,3	0,0	97,4	12,5	0,8	- 107,3
		Digestato coperto	0,0	0,0	8,9	0,8	- 97,6	0,0	0,0	12,5	0,8	- 97,6
	caso 2	Digestato scoperto	0,0	74,1	8,9	0,8	- 107,3	0,0	103,7	12,5	0,8	- 107,3
		Digestato coperto	0,0	4,2	8,9	0,8	- 97,6	0,0	5,9	12,5	0,8	- 97,6
	caso 3	Digestato scoperto	0,0	83,2	8,9	0,9	- 120,7	0,0	116,4	12,5	0,9	- 120,7
		Digestato coperto	0,0	4,6	8,9	0,8	- 108,5	0,0	6,4	12,5	0,8	- 108,5
Pianta intera del granturco <sup>(2)</sup>	caso 1	Digestato scoperto	15,6	13,5	8,9	0,0 <sup>(3)</sup>	—	15,6	18,9	12,5	0,0	—
		Digestato coperto	15,2	0,0	8,9	0,0	—	15,2	0,0	12,5	0,0	—

<sup>(1)</sup> I valori per la produzione di biogas dal letame comprendono emissioni negative per la riduzione delle emissioni dovuta alla gestione del letame non trattato. Il valore di  $e_{\text{sc}}$  considerato è pari a - 45 g CO<sub>2</sub>eq/MJ di letame utilizzato nella digestione anaerobica

<sup>(2)</sup> Per «pianta intera del granturco» si intende il mais mietuto per foraggio e insilato per la conservazione.

<sup>(3)</sup> Il trasporto di materie prime agricole all'impianto di trasformazione è, secondo la metodologia indicata nella relazione della Commissione al Consiglio e al Parlamento europeo del 25 febbraio 2010 sui criteri di sostenibilità relativamente all'uso di fonti da biomassa solida e gassosa per l'elettricità, il riscaldamento e il raffrescamento, incluso nei valori relativi alla «coltivazione». Il valore per il trasporto di insilati di mais rappresenta lo 0,4 g CO<sub>2</sub>eq/MJ di biogas.

## ▼B

Sistema di produzione di combustibile da biomassa		Tecnologia	VALORI TIPICI [g CO <sub>2</sub> eq/MJ]					VALORI STANDARD [g CO <sub>2</sub> eq/MJ]				
			Coltiva-zione	Tratta-mento	Emissioni di-verse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Traspor-to	Crediti per letame	Coltiva-zione	Tratta-mento	Emissioni di-verse dal CO <sub>2</sub> derivanti dal combustibile utilizzato	Traspor-to	Crediti per letame
Biorifiuti	caso 2	Digestato scoperto	15,6	18,8	8,9	0,0	—	15,6	26,3	12,5	0,0	—
		Digestato coperto	15,2	5,2	8,9	0,0	—	15,2	7,2	12,5	0,0	—
	caso 3	Digestato scoperto	17,5	21,0	8,9	0,0	—	17,5	29,3	12,5	0,0	—
		Digestato coperto	17,1	5,7	8,9	0,0	—	17,1	7,9	12,5	0,0	—
	caso 1	Digestato scoperto	0,0	21,8	8,9	0,5	—	0,0	30,6	12,5	0,5	—
		Digestato coperto	0,0	0,0	8,9	0,5	—	0,0	0,0	12,5	0,5	—
caso 2	Digestato scoperto	0,0	27,9	8,9	0,5	—	0,0	39,0	12,5	0,5	—	
	Digestato coperto	0,0	5,9	8,9	0,5	—	0,0	8,3	12,5	0,5	—	
caso 3	Digestato scoperto	0,0	31,2	8,9	0,5	—	0,0	43,7	12,5	0,5	—	
	Digestato coperto	0,0	6,5	8,9	0,5	—	0,0	9,1	12,5	0,5	—	

## ▼B

Valori standard disaggregati per il biometano

Sistema di produzione di biometano	Soluzione tecnologica		VALORI TIPICI [g CO <sub>2</sub> eq/MJ]						VALORI STANDARD [g CO <sub>2</sub> eq/MJ]					
			Coltiva-zione	Trattamen-to	Upgrading	Trasporto	Compres-sione presso la stazione d'imbarco	Crediti per letame	Coltiva-zione	Trattamen-to	Upgrading	Trasporto	Compres-sione presso la stazione d'imbarco	Crediti per letame
Letame umido	Digestato scoperto	senza combustione dei gas di scarico	0,0	84,2	19,5	1,0	3,3	- 124,4	0,0	117,9	27,3	1,0	4,6	- 124,4
		combustione dei gas di scarico	0,0	84,2	4,5	1,0	3,3	- 124,4	0,0	117,9	6,3	1,0	4,6	- 124,4
	Digestato coperto	senza combustione dei gas di scarico	0,0	3,2	19,5	0,9	3,3	- 111,9	0,0	4,4	27,3	0,9	4,6	- 111,9
		combustione dei gas di scarico	0,0	3,2	4,5	0,9	3,3	- 111,9	0,0	4,4	6,3	0,9	4,6	- 111,9
Pianta intera del granturco	Digestato scoperto	senza combustione dei gas di scarico	18,1	20,1	19,5	0,0	3,3	-	18,1	28,1	27,3	0,0	4,6	-
		combustione dei gas di scarico	18,1	20,1	4,5	0,0	3,3	-	18,1	28,1	6,3	0,0	4,6	-
	Digestato coperto	senza combustione dei gas di scarico	17,6	4,3	19,5	0,0	3,3	-	17,6	6,0	27,3	0,0	4,6	-
		combustione dei gas di scarico	17,6	4,3	4,5	0,0	3,3	-	17,6	6,0	6,3	0,0	4,6	-
Biorifiuti	Digestato scoperto	senza combustione dei gas di scarico	0,0	30,6	19,5	0,6	3,3	-	0,0	42,8	27,3	0,6	4,6	-
		combustione dei gas di scarico	0,0	30,6	4,5	0,6	3,3	-	0,0	42,8	6,3	0,6	4,6	-
	Digestato coperto	senza combustione dei gas di scarico	0,0	5,1	19,5	0,5	3,3	-	0,0	7,2	27,3	0,5	4,6	-
		combustione dei gas di scarico	0,0	5,1	4,5	0,5	3,3	-	0,0	7,2	6,3	0,5	4,6	-



D. TOTALE DEI VALORI TIPICI E STANDARD PER LE FILIERE DEL  
COMBUSTIBILE DA BIOMASSA

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
Trucioli di legno da residui forestali	1-500 km	5	6
	500-2 500 km	7	9
	2 500-10 000 km	12	15
	Superiore a 10 000 km	22	27
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto)	2 500-10 000 km	16	18
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato)	1-500 km	8	9
	500-2 500 km	10	11
	2 500-10 000 km	15	18
	Superiore a 10 000 km	25	30
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato)	1-500 km	6	7
	500-2 500 km	8	10
	2 500-10 000 km	14	16
	Superiore a 10 000 km	24	28
Trucioli di legno da corteccia d'albero	1-500 km	5	6
	500-2 500 km	7	8
	2 500-10 000 km	12	15
	Superiore a 10 000 km	22	27
Trucioli di legno da residui industriali	1-500 km	4	5
	500-2 500 km	6	7
	2 500-10 000 km	11	13
	Superiore a 10 000 km	21	25
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 1)	1-500 km	29	35
	500-2 500 km	29	35
	2 500-10 000 km	30	36
	Superiore a 10 000 km	34	41
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 2a)	1-500 km	16	19
	500-2 500 km	16	19
	2 500-10 000 km	17	21
	Superiore a 10 000 km	21	25

## ▼B

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 3 a)	1-500 km	6	7
	500-2 500 km	6	7
	2 500-10 000 km	7	8
	Superiore a 10 000 km	11	13
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto - caso 1)	2 500-10 000 km	33	39
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto - caso 2a)	2 500-10 000 km	20	23
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto - caso 3 a)	2 500-10 000 km	10	11
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato - caso 1)	1-500 km	31	37
	500-10 000 km	32	38
	Superiore a 10 000 km	36	43
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato - caso 2a)	1-500 km	18	21
	500-10 000 km	20	23
	Superiore a 10 000 km	23	27
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato - caso 3a)	1-500 km	8	9
	500-10 000 km	10	11
	Superiore a 10 000 km	13	15
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato - caso 1)	1-500 km	30	35
	500-10 000 km	31	37
	Superiore a 10 000 km	35	41
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato - caso 2a)	1-500 km	16	19
	500-10 000 km	18	21
	Superiore a 10 000 km	21	25
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato - caso 3a)	1-500 km	6	7
	500-10 000 km	8	9
	Superiore a 10 000 km	11	13

▼B

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 1)	1-500 km	29	35
	500-2 500 km	29	34
	2 500-10 000 km	30	36
	Superiore a 10 000 km	34	41
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 2a)	1-500 km	16	18
	500-2 500 km	15	18
	2 500-10 000 km	17	20
	Superiore a 10 000 km	21	25
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 3 a)	1-500 km	5	6
	500-2 500 km	5	6
	2 500-10 000 km	7	8
	Superiore a 10 000 km	11	12
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 1)	1-500 km	17	21
	500-2 500 km	17	21
	2 500-10 000 km	19	23
	Superiore a 10 000 km	22	27
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 2a)	1-500 km	9	11
	500-2 500 km	9	11
	2 500-10 000 km	10	13
	Superiore a 10 000 km	14	17
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 3 a)	1-500 km	3	4
	500-2 500 km	3	4
	da 2 500 a 10 000	5	6
	Superiore a 10 000 km	8	10

**▼B**

Il caso 1 si riferisce ai processi in cui è utilizzata una caldaia a gas naturale per fornire il calore di processo all'impianto di pellettizzazione. L'energia elettrica è fornita all'impianto di pellettizzazione dalla rete.

Il caso 2a si riferisce ai processi in cui è utilizzata una caldaia alimentata con trucioli di legno per fornire il calore di processo all'impianto di pellettizzazione. L'energia elettrica è fornita all'impianto di pellettizzazione dalla rete.

Il caso 3a si riferisce ai processi in cui è utilizzato un impianto di cogenerazione alimentato con trucioli di legno per fornire l'energia elettrica e termica all'impianto di pellettizzazione.

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
Residui agricoli con densità < 0,2 t/m <sup>3</sup> (1)	1-500 km	4	4
	500-2 500 km	8	9
	2 500-10 000 km	15	18
	Superiore a 10 000 km	29	35
Residui agricoli con densità < 0,2 t/m <sup>3</sup> (2)	1-500 km	4	4
	500-2 500 km	5	6
	2 500-10 000 km	8	10
	Superiore a 10 000 km	15	18
Paglia in pellet	1-500 km	8	10
	500-10 000 km	10	12
	Superiore a 10 000 km	14	16
Bricchetti di bagassa	500-10 000 km	5	6
	Superiore a 10 000 km	9	10
Farina di palmisti	Superiore a 10 000 km	54	61
Farina di palmisti (senza emissioni di CH <sub>4</sub> provenienti dall'oleificio)	Superiore a 10 000 km	37	40

(1) Questo gruppo di materiali comprende i residui agricoli a bassa densità apparente tra cui materiali come balle di paglia, lolla di riso, pula di avena e balle di bagassa della canna da zucchero (elenco non esaustivo).

(2) Il gruppo di residui agricoli a maggiore densità apparente include materiali come tutoli di mais, gusci di noce, baccelli di soia, gusci di palmisti (elenco non esaustivo).

## ▼B

Valori tipici e standard di biogas per la produzione di energia elettrica

Sistema di produzione di biogas	Soluzione tecnologica		Valore tipico	Valore standard	
			Emissioni di gas a effetto serra (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	
Biogas da letame umido per la produzione di energia elettrica	Caso 1	Digestato scoperto <sup>(1)</sup>	- 28	3	
		Digestato coperto <sup>(2)</sup>	- 88	- 84	
	Caso 2	Digestato scoperto	- 23	10	
		Digestato coperto	- 84	- 78	
	Caso 3	Digestato scoperto	- 28	9	
		Digestato coperto	- 94	- 89	
	Biogas da piante intere di mais per la produzione di energia elettrica	Caso 1	Digestato scoperto	38	47
			Digestato coperto	24	28
Caso 2		Digestato scoperto	43	54	
		Digestato coperto	29	35	
Caso 3		Digestato scoperto	47	59	
		Digestato coperto	32	38	
Biogas da rifiuti organici per la produzione di energia elettrica	Caso 1	Digestato scoperto	31	44	
		Digestato coperto	9	13	
	Caso 2	Digestato scoperto	37	52	
		Digestato coperto	15	21	
	Caso 3	Digestato scoperto	41	57	
		Digestato coperto	16	22	

<sup>(1)</sup> Lo stoccaggio scoperto del digestato comporta ulteriori emissioni di metano che variano in base alle condizioni atmosferiche, al substrato e all'efficienza di digestione. In questi calcoli, si presume che gli importi siano pari a 0,05 MJ CH<sub>4</sub> / MJ biogas per il letame, 0,035 MJ CH<sub>4</sub> / MJ biogas per il granturco e 0,01 MJ CH<sub>4</sub> / MJ biogas per i rifiuti organici.

<sup>(2)</sup> Lo stoccaggio coperto significa che il digestato derivante dal processo di digestione è stoccato in un serbatoio a tenuta di gas e si considera che il biogas in eccesso liberato durante lo stoccaggio sia recuperato per la produzione di ulteriore energia elettrica o biometano.



▼B

Valori tipici e standard di biogas per il biometano

Sistema di produzione di biometano	Soluzione tecnologica	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
Biometano da letame umido	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico <sup>(1)</sup>	- 20	22
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico <sup>(2)</sup>	- 35	1
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	- 88	- 79
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	- 103	- 100
Biometano da pianta intera del granturco	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	58	73
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	43	52
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	41	51
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	26	30
Biometano dai rifiuti organici	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	51	71
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	36	50
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	25	35
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	10	14

<sup>(1)</sup> Questa categoria comprende le seguenti categorie di tecnologie per l'upgrading del biogas in biometano: Adsorbimento per inversione di pressione (PSA), Lavaggio con acqua in pressione (PWS), Purificazione mediante membrane, criogenica e Assorbimento fisico con solventi organici (OPS). Comprende un'emissione di 0,03 MJ CH<sub>4</sub> / MJ biometano per le emissioni di metano nei gas di scarico.

<sup>(2)</sup> Questa categoria comprende le seguenti categorie di tecnologie per l'upgrading del biogas in biometano: Lavaggio con acqua in pressione (PWS) quando l'acqua è riciclata, Adsorbimento per inversione di pressione (PSA), Scrubbing chimico, Assorbimento fisico con solventi organici (OPS), Purificazione mediante membrane e criogenica. Nessuna emissione di metano è considerata per questa categoria (l'eventuale metano viene bruciato nel gas di scarico).

## ▼B

Valori tipici e standard – biometano – miscele di letame e granturco: emissioni di gas a effetto serra con quote calcolate in base alla massa fresca

Sistema di produzione di biogas		Soluzioni tecnologiche	Emissioni di gas a effetto serra -Valore tipico (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra- Valore Standard (g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
Letame – Granturco 80 % - 20 %	Caso 1	Digestato scoperto	17	33
		Digestato coperto	- 12	- 9
	Caso 2	Digestato scoperto	22	40
		Digestato coperto	- 7	- 2
	Caso 3	Digestato scoperto	23	43
		Digestato coperto	- 9	- 4
Letame – Granturco 70 % - 30 %	Caso 1	Digestato scoperto	24	37
		Digestato coperto	0	3
	Caso 2	Digestato scoperto	29	45
		Digestato coperto	4	10
	Caso 3	Digestato scoperto	31	48
		Digestato coperto	4	10
Letame – Granturco 60 % - 40 %	Caso 1	Digestato scoperto	28	40
		Digestato coperto	7	11
	Caso 2	Digestato scoperto	33	47
		Digestato coperto	12	18
	Caso 3	Digestato scoperto	36	52
		Digestato coperto	12	18

## Osservazioni

Il caso 1 fa riferimento alle filiere in cui l'energia elettrica e termica necessarie al processo di produzione sono fornite dal motore dell'impianto di cogenerazione stesso.

Il caso 2 si riferisce alle filiere in cui l'energia elettrica necessaria al processo è prelevata dalla rete e il calore di processo è fornito dal motore dell'impianto di cogenerazione stesso. In alcuni Stati membri, gli operatori non sono autorizzati a chiedere sovvenzioni per la produzione lorda e il caso 1 è la configurazione più probabile.

**▼B**

Il caso 3 si riferisce alle filiere in cui l'energia elettrica necessaria al processo è prelevata dalla rete e il calore di processo è fornito da una caldaia a biogas. Questo caso si applica ad alcuni impianti in cui l'unità di cogenerazione non si trova in loco e il biogas è venduto (ma non trasformato in biometano).

Valori tipici e standard – biometano - miscele di letame e granturco: emissioni di gas a effetto serra con quote calcolate in base alla massa fresca

Sistema di produzione di biometano	Soluzioni tecnologiche	Valore tipico	Valore standard
		(g CO <sub>2</sub> eq/MJ)	(g CO <sub>2</sub> eq/MJ)
Letame – Granturco 80 % - 20 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	32	57
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	17	36
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	- 1	9
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	- 16	- 12
Letame – Granturco 70 % - 30 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	41	62
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	26	41
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	13	22
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	- 2	1
Letame – Granturco 60 % - 40 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	46	66
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	31	45
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	22	31
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	7	10

Nel caso del biometano utilizzato come biometano compresso per il trasporto, un valore di 3,3 g CO<sub>2</sub>eq/MJ di biometano deve essere aggiunto ai valori tipici e un valore di 4,6 g CO<sub>2</sub>eq/MJ di biometano ai valori standard.

*ALLEGATO VII***COMPUTO DELL'ENERGIA PRODOTTA DALLE POMPE DI CALORE**

La quantità di energia aerotermica, geotermica o idrotermica catturata dalle pompe di calore da considerarsi energia da fonti rinnovabili ai fini della presente direttiva,  $E_{RES}$ , è calcolata in base alla formula seguente:

$$E_{RES} = Q_{usable} * (1 - 1/SPF)$$

dove:

- $Q_{usable}$  = il calore totale stimato prodotto da pompe di calore che rispondono ai criteri di cui all'articolo 7, paragrafo 4, applicato nel seguente modo: solo le pompe di calore per le quali  $SPF > 1,15 * 1/\eta$  sarà preso in considerazione;
- SPF = il fattore di rendimento stagionale medio stimato per tali pompe di calore;
- $\eta$  = il rapporto tra la produzione totale lorda di energia elettrica e il consumo di energia primaria per la produzione di energia elettrica e deve essere calcolato come media a livello UE sulla base dei dati Eurostat.



## ALLEGATO VIII

PARTE A. EMISSIONI STIMATE PROVVISORIE DERIVANTI DAL CAMBIAMENTO INDIRETTO DELLA DESTINAZIONE D'USO DEI TERRENI PER LA PRODUZIONE DELLE MATERIE PRIME DA CUI RICAVARE BIOCARBURANTI, BIOLIQUIDI E COMBUSTIBILI DA BIOMASSA (g CO<sub>2</sub>eq/MJ) <sup>(1)</sup>

Gruppo di materie prime	Media <sup>(2)</sup>	Intervallo interpercentile derivato dall'analisi di sensibilità <sup>(3)</sup>
Cereali e altre amidacee	12	da 8 a 16
Zuccheri	13	da 4 a 17
Colture oleaginose	55	da 33 a 66

PARTE B. BIOCARBURANTI, BIOLIQUIDI E COMBUSTIBILI DA BIOMASSA PER CUI LE EMISSIONI STIMATE ASSOCIATE AL CAMBIAMENTO INDIRETTO DELLA DESTINAZIONE D'USO DEI TERRENI SONO CONSIDERATE PARI A ZERO

Le emissioni stimate associate al cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni sono considerate pari a zero per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa prodotti a partire dalle seguenti categorie di materie prime:

- 1) materie prime non elencate nella parte A del presente allegato;
- 2) materie prime la cui produzione ha portato al cambiamento diretto della destinazione d'uso dei terreni, vale a dire al passaggio da una delle seguenti categorie IPCC per la copertura del suolo: terreni forestali, terreni erbosi, zone umide, insediamenti o altri tipi di terreno a terreni coltivati o colture perenni <sup>(4)</sup>. In tal caso occorre calcolare un valore di emissione associato al cambiamento diretto della destinazione d'uso dei terreni (e<sub>i</sub>) in conformità dell'allegato V, parte C, punto 7.

<sup>(1)</sup> I valori medi qui riportati rappresentano una media ponderata dei valori delle materie prime modellizzati singolarmente. L'entità dei valori nell'allegato è correlata ad una serie di ipotesi (quali il trattamento dei coprodotti, l'evoluzione del rendimento, gli stock di carbonio e la delocalizzazione di altri prodotti di base) utilizzate nei modelli economici elaborati per la relativa stima. Benché non sia quindi possibile caratterizzare pienamente il margine di incertezza associato a tali stime, è stata realizzata un'analisi di sensibilità dei risultati sulla base della variazione aleatoria di parametri chiave, la cosiddetta analisi Monte Carlo.

<sup>(2)</sup> I valori medi qui riportati rappresentano una media ponderata dei valori delle materie prime modellizzati singolarmente.

<sup>(3)</sup> L'intervallo qui riportato riflette il 90 % dei risultati utilizzando i valori del 5° e del 95° percentile derivati dall'analisi. Il 5° percentile indica un valore al di sotto del quale è risultato il 5 % delle osservazioni (vale a dire il 5 % dei dati totali utilizzati ha mostrato risultati inferiori a 8, 4 e 33 g CO<sub>2</sub>eq/MJ). Il 95° percentile indica un valore al di sotto del quale è risultato il 95 % delle osservazioni (vale a dire il 5 % dei dati totali utilizzati ha mostrato risultati superiori a 16, 17 e 66 g CO<sub>2</sub>eq/MJ).

<sup>(4)</sup> Per colture perenni si intendono le colture pluriennali il cui peduncolo non viene raccolto annualmente, quali il bosco ceduo a rotazione rapida e la palma da olio.

*ALLEGATO IX*

Parte A. Materie prime per la produzione di biogas per il trasporto e biocarburanti avanzati, il cui contributo per il conseguimento delle quote minime di cui all'articolo 25, paragrafo 1, primo, secondo e quarto comma, può essere considerato il doppio del loro contenuto energetico

- a) Alghe, se coltivate su terra in stagni o fotobioreattori;
- b) Frazione di biomassa corrispondente ai rifiuti urbani non differenziati, ma non ai rifiuti domestici non separati soggetti agli obiettivi di riciclaggio di cui all'articolo 11, paragrafo 2, lettera a), della direttiva 2008/98/CE;
- c) Rifiuto organico come definito all'articolo 3, punto 4), della direttiva 2008/98/CE, proveniente dalla raccolta domestica e soggetto alla raccolta differenziata di cui all'articolo 3, punto 11), della stessa direttiva;
- d) Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti industriali non idonei all'uso nella catena alimentare umana o animale, incluso materiale proveniente dal commercio al dettaglio e all'ingrosso e dall'industria agroalimentare, della pesca e dell'acquacoltura, ed escluse le materie prime elencate nella parte B del presente allegato;
- e) Paglia;
- f) Concime animale e fanghi di depurazione;
- g) Effluente da oleifici che trattano olio di palma e fasci di frutti di palma vuoti;
- h) Pece di tallolio;
- i) Glicerina grezza;
- j) Bagasse;
- k) Vinacce e fecce di vino;
- l) Gusci;
- m) Pule;
- n) Tutoli ripuliti dei grani di mais;
- o) Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti e ai residui dell'attività e dell'industria forestale, vale a dire corteccia, rami, prodotti di diradamenti precommerciali, foglie, aghi, chiome, segatura, schegge, liscivio nero, liquame marrone, fanghi di fibre, lignina e tallolio;
- p) Altre materie cellulosiche di origine non alimentare;
- q) Altre materie ligno-cellulosiche, eccetto tronchi per sega e per impiallacciatura.

Parte B. Materie prime per la produzione di biocarburanti e biogas per il trasporto il cui contributo per il conseguimento delle quote minime stabilite all'articolo 25, paragrafo 1, primo comma, è limitato e può essere considerato il doppio del loro contenuto energetico

- a) Olio da cucina usato.
- b) Grassi animali classificati di categorie 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009.



## ALLEGATO X

## PARTE A

**Direttiva abrogata e sue modificazioni successive (di cui all'articolo 37)**

Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 140 del 5.6.2009, pag. 16)	
Direttiva 2013/18/UE del Consiglio (GU L 158 del 10.6.2013, pag. 230)	
Direttiva (UE) 2015/1513 del Parlamento europeo e del Consiglio (GU L 239 del 15.9.2015, pag. 1)	limitatamente all'articolo 2

## PARTE B

**Termini per il recepimento nel diritto nazionale****(di cui all'articolo 36)**

Direttiva	Termine di recepimento
2009/28/CE	25 giugno 2009
2013/18/UE	1 luglio 2013
(UE) 2015/1513	10 settembre 2017



## ALLEGATO XI

## Tavola di concordanza

Direttiva 2009/28/CE	La presente direttiva
Articolo 1	Articolo 1
Articolo 2, primo comma	Articolo 2, primo comma
Articolo 2, secondo comma, parte introduttiva	Articolo 2, secondo comma, parte introduttiva
Articolo 2, secondo comma, lettera a)	Articolo 2, secondo comma, punto 1)
Articolo 2, secondo comma, lettera b)	—
—	Articolo 2, secondo comma, punto 2)
Articolo 2, secondo comma, lettera c)	Articolo 2, secondo comma, punto 3)
Articolo 2, secondo comma, lettera d)	—
Articolo 2, secondo comma, lettere e), f), g), h), i), j), k), l), m), n), o), p), q), r), s), t), u), v) e w)	Articolo 2, secondo comma, punti 2), 4), 19), 32), 33), 12), 5), 6), 45), 46), 47), 23), 39), 41), 42), 43), 36), 44) e 37)
—	Articolo 2, secondo comma, punti 7), 8), 9), 10), 11), 13), 14), 15), 16), 17), 18), 20), 21), 22), 25), 26), 27), 28), 29), 30), 31), 34), 35), 38) e 40)
Articolo 3	—
—	Articolo 3
Articolo 4	—
—	Articolo 4
—	Articolo 5
—	Articolo 6
Articolo 5, paragrafo 1	Articolo 7, paragrafo 1
Articolo 5, paragrafo 2	—
Articolo 5, paragrafo 3	Articolo 7, paragrafo 2
Articolo 5, paragrafo 4, primo, secondo, terzo e quarto comma	Articolo 7, paragrafo 3, primo, secondo, terzo e quarto comma
—	Articolo 7, paragrafo 3, quinto e sesto comma
—	Articolo 7, paragrafo 4
Articolo 5, paragrafo 5	Articolo 27, paragrafo 1, primo comma, lettera c)
Articolo 5, paragrafi 6 e 7	Articolo 7 paragrafi 5 e 6
Articolo 6, paragrafo 1	Articolo 8, paragrafo 1
—	Articolo 8, paragrafi 2 e 3
Articolo 6, paragrafi 2 e 3	Articolo 8, paragrafi 4 e 5
Articolo 7, paragrafi 1, 2, 3, 4 e 5	Articolo 9, paragrafi 1, 2, 3, 4 e 5
—	Articolo 9, paragrafo 6
Articolo 8	Articolo 10



## ▼B

Direttiva 2009/28/CE	La presente direttiva
Articolo 9, paragrafo 1	Articolo 11, paragrafo 1
Articolo 9 paragrafo 2, primo comma, lettere a), b e c)	Articolo 11, paragrafo 2, primo comma, lettere a), b), e c)
—	Articolo 11, paragrafo 2, primo comma, lettera d)
Articolo 10	Articolo 12
Articolo 11, paragrafi 1, 2 e 3	Articolo 13, paragrafi 1, 2 e 3
—	Articolo 13, paragrafo 4
Articolo 12	Articolo 14
Articolo 13, paragrafo 1, primo comma	Articolo 15, paragrafo 1, primo comma
Articolo 13, paragrafo 1, secondo comma	Articolo 15, paragrafo 1, secondo comma
Articolo 13, paragrafo 1, secondo comma, lettere a) e b)	—
Articolo 13, paragrafo 1, secondo comma, lettere c), d), e) e f)	Articolo 15, paragrafo 1, secondo comma, lettere a), b), c) e d)
Articolo 13, paragrafo 2, paragrafi 2, 3, 4 e 5	Articolo 15, paragrafi 2, 3, 4 e 5
Articolo 13, paragrafo 6, primo comma	Articolo 15, paragrafo 6, primo comma
Articolo 13, paragrafo 6, secondo, terzo, quarto e quinto comma	—
—	Articolo 15, paragrafi 7 e 8
—	Articolo 16
—	Articolo 17
Articolo 14	Articolo 18
Articolo 15, paragrafo 1	Articolo 19, paragrafo 1
Articolo 15, paragrafo 2, primo, secondo e terzo comma	Articolo 19, paragrafo 2, primo, secondo e terzo comma
—	Articolo 19, paragrafo 2, quarto e quinto comma
Articolo 15, paragrafo 2, quarto comma	Articolo 19, paragrafo 2, sesto comma
Articolo 15, paragrafo 3	—
—	Articolo 19 paragrafi 3 e 4
Articolo 15, paragrafi 4 e 5	Articolo 19, paragrafi 5 e 6
Articolo 15, paragrafo 6, primo comma, lettera a)	Articolo 19, paragrafo 7, primo comma, lettera a)
Articolo 15, paragrafo 6, primo comma, lettera b), punto i)	Articolo 19, paragrafo 7, primo comma, lettera b), punto i)

## ▼B

Direttiva 2009/28/CE	La presente direttiva
—	Articolo 19, paragrafo 7, primo comma, lettera b), punto ii)
Articolo 15, paragrafo 6, primo comma, lettera b), punto ii)	Articolo 19, paragrafo 7, primo comma, lettera b), punto iii)
Articolo 15, paragrafo 6, primo comma, lettere c), d), e) ed f)	Articolo 19, paragrafo 7, primo comma, lettere c), d), e) ed f)
—	Articolo 19, paragrafo 7, secondo comma
Articolo 15, paragrafo 7	Articolo 19, paragrafo 8
Articolo 15, paragrafo 8	—
Articolo 15, paragrafi 9 e 10	Articolo 19, paragrafi 9 e 10
—	Articolo 19, paragrafo 11
Articolo 15, paragrafo 11	Articolo 19, paragrafo 12
Articolo 1, paragrafo 12	—
—	Articolo 19, paragrafo 13
Articolo 16, paragrafi 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 e 8	—
Articolo 16, paragrafi 9, 10 e 11	Articolo 20, paragrafi 1, 2 e 3
—	Articolo 21
—	Articolo 22
—	Articolo 23
—	Articolo 24
—	Articolo 25
—	Articolo 26
—	Articolo 27
—	Articolo 28
Articolo 17, paragrafo 1, primo e secondo comma	Articolo 29, paragrafo 1, primo e secondo comma
—	Articolo 29, paragrafo 1, terzo, quarto e quinto comma
Articolo 17, paragrafo 2, primo e secondo comma	—
Articolo 17, paragrafo 2, terzo comma	Articolo 29, paragrafo 10, terzo comma
Articolo 17, paragrafo 3, primo comma, lettera a)	Articolo 29, paragrafo 3, primo comma, lettera a)
—	Articolo 29, paragrafo 3, primo comma, lettera b)
Articolo 17, paragrafo 3, primo comma, lettere b) e c)	Articolo 29, paragrafo 3, primo comma, lettere c) e d)
—	Articolo 29, paragrafo 3, secondo comma
Articolo 17, paragrafo 4	Articolo 29, paragrafo 4
Articolo 17, paragrafo 5	Articolo 29, paragrafo 5

## ▼B

Direttiva 2009/28/CE	La presente direttiva
Articolo 17, paragrafi 6 e 7	—
—	Articolo 29, paragrafi 6, 7, 8, 9, 10 e 11
Articolo 17, paragrafo 8	Articolo 29, paragrafo 12
Articolo 17, paragrafo 9	—
—	Articolo 29, paragrafi 13 e 14
Articolo 18, paragrafo 1, primo comma	Articolo 30, paragrafo 1, primo comma
Articolo 18, paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c)	Articolo 30, paragrafo 1, lettere a), c) e d)
—	Articolo 30, paragrafo 1, primo comma, lettera b)
—	Articolo 30, paragrafo 1, secondo comma
Articolo 18, paragrafo 2	—
—	Articolo 30, paragrafo 2
Articolo 18, paragrafo 3, primo comma	Articolo 30, paragrafo 3, primo comma
Articolo 18, paragrafo 3, secondo e terzo comma	—
Articolo 18, paragrafo 3, quarto e quinto comma	Articolo 30, paragrafo 3, secondo e terzo comma
Articolo 18, paragrafo 4, primo comma	—
Articolo 18, paragrafo 4, secondo e terzo comma	Articolo 30, paragrafo 4, primo e secondo comma
Articolo 18, paragrafo 4, quarto comma	—
Articolo 18, paragrafo 5, primo e secondo comma	Articolo 30, paragrafo 7, primo e secondo comma
Articolo 18, paragrafo 5, terzo comma	Articolo 30, paragrafo 8, primo e secondo comma
Articolo 18, paragrafo 5, quarto comma	Articolo 30, paragrafo 5, terzo comma
—	Articolo 30, paragrafo 6, primo comma
Articolo 18, paragrafo 5, quinto comma	Articolo 30, paragrafo 6, secondo comma
Articolo 18, paragrafo 6, primo e secondo comma	Articolo 30, paragrafo 5, primo e secondo comma
Articolo 18, paragrafo 6, terzo comma	—
Articolo 18, paragrafo 6, quarto comma	Articolo 30, paragrafo 6, terzo comma
—	Articolo 30, paragrafo 6, quarto comma
Articolo 18, paragrafo 6, quinto comma	Articolo 30, paragrafo 6, quinto comma
Articolo 18, paragrafo 7	Articolo 30, paragrafo 9, primo comma
—	Articolo 30, paragrafo 9, secondo comma

## ▼B

Direttiva 2009/28/CE	La presente direttiva
Articolo 18, paragrafi 8 e 9	—
—	Articolo 30, paragrafo 10
Articolo 19, paragrafo 1, primo comma	Articolo 31, paragrafo 1, primo comma
Articolo 19, paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c)	Articolo 31, paragrafo 1, primo comma, lettere a), b) e c)
—	Articolo 31, paragrafo 1, primo comma, lettera d)
Articolo 19, paragrafi 2, 3 e 4	Articolo 31, paragrafi 2, 3 e 4
Articolo 19, paragrafo 5	—
Articolo 19, paragrafo 7, primo comma	Articolo 31, paragrafo 5, primo comma
Articolo 19, paragrafo 7, primo comma, primo, secondo, terzo e quarto trattino	—
Articolo 19, paragrafo 7, secondo e terzo comma	Articolo 31, paragrafo 5, secondo e terzo comma
Articolo 19, paragrafo 8	Articolo 31, paragrafo 6
Articolo 20	Articolo 32
Articolo 22	—
Articolo 23, paragrafi 1 e 2	Articolo 33, paragrafi 1 e 2
Articolo 23, paragrafi 3, 4, 6, 7 e 8	—
Articolo 23, paragrafo 9	Articolo 33, paragrafo 3
Articolo 23, paragrafo 10	Articolo 33, paragrafo 4
Articolo 24	—
Articolo 25, paragrafo 1	Articolo 34, paragrafo 1
Articolo 25, paragrafo 2	Articolo 34, paragrafo 2
Articolo 25, paragrafo 3	Articolo 34, paragrafo 3
articolo 25 bis, paragrafo 1	Articolo 35, paragrafo 1,
Articolo 25 bis, paragrafo 2	Articolo 35, paragrafi 2 e 3
Articolo 25 bis, paragrafo 3	Articolo 35, paragrafo 4
—	Articolo 35, paragrafo 5
Articolo 25 bis, paragrafi 4 e 5	Articolo 35, paragrafi 6 e 7
Articolo 26	—
Articolo 27	Articolo 36
—	Articolo 37
Articolo 28	Articolo 38
Articolo 29	Articolo 39
Allegato I	Allegato I
Allegato II	Allegato II
Allegato III	Allegato III
Allegato IV	Allegato IV
Allegato V	Allegato V
Allegato VI	—
—	Allegato VI
Allegato VII	Allegato VII
Allegato VIII	Allegato VIII
Allegato IX	Allegato IX
—	Allegato X
—	Allegato XI