

DECRETO LEGISLATIVO 9 gennaio 2026, n. 5.

Attuazione della direttiva (UE) 2023/2413 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 ottobre 2023, che modifica la direttiva (UE) 2018/2001, il regolamento (UE) 2018/1999 e la direttiva n. 98/70/CE per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e che abroga la direttiva (UE) 2015/652 del Consiglio.

IL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA

Visti gli articoli 76 e 87, quinto comma, della Costituzione;

Vista la legge 23 agosto 1988, n. 400, recante «Disciplina dell'attività di Governo e ordinamento della Presidenza del Consiglio dei ministri» e, in particolare, l'articolo 14;

Vista la legge 24 dicembre 2012, n. 234, recante «Norme generali sulla partecipazione dell'Italia alla formazione e all'attuazione della normativa e delle politiche dell'Unione europea»;

Vista la legge 30 giugno 2025, n. 91, recante «Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - Legge di delegazione europea 2024» e, in particolare, l'allegato;

Vista la direttiva (UE) 2023/2413 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 ottobre 2023, che modifica la direttiva (UE) 2018/2001, il regolamento (UE) 2018/1999 e la direttiva n. 98/70/CE per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e che abroga la direttiva (UE) 2015/652 del Consiglio;

Visto il regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 giugno 2021, che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (CE) n. 401/2009 e il regolamento (UE) n. 2018/1999 («Normativa europea sul clima»);

Visto il regolamento di esecuzione (UE) 2022/2448 della Commissione, del 13 dicembre 2022, che stabilisce orientamenti operativi concernenti i metodi di dimostrazione del rispetto dei criteri di sostenibilità per la biomassa forestale di cui all'articolo 29 della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio;

Visto il regolamento delegato (UE) 2023/1184 della Commissione, del 10 febbraio 2023, che integra la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio definendo una metodologia dell'Unione che stabilisce norme dettagliate per la produzione di carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto;

Visto il regolamento (UE) 2023/2405 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 ottobre 2023, sulla garanzia di condizioni di parità per un trasporto aereo sostenibile;

Visto il regolamento delegato (UE) 2023/1185 della Commissione, del 10 febbraio 2023, che integra la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio definendo la soglia minima di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dei carburanti derivanti da carbonio riciclato e precisando la metodologia di valutazione delle riduzioni di emissioni di gas a effetto serra

da carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto e da carburanti derivanti da carbonio riciclato;

Vista la legge 9 gennaio 1991, n. 10, recante «Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia»;

Vista la legge 14 novembre 1995, n. 481, recante «Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità»;

Visto il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, recante «Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica»;

Visto il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, recante «Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144»;

Vista la legge 1° giugno 2002, n. 120, recante «Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l'11 dicembre 1997»;

Visto il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, recante «Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità»;

Visto il decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, recante «Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137»;

Vista la legge 23 agosto 2004, n. 239, recante «Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia»;

Visto il decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante «Attuazione della direttiva (UE) 2018/844, che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, della direttiva 2010/31/UE, sulla prestazione energetica nell'edilizia, e della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia»;

Visto il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante «Norme in materia ambientale»;

Vista la legge 27 dicembre 2006, n. 296, recante «Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2007)»;

Visto il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, recante «Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE»;

Visto il decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito, con modificazioni, dalla legge 3 agosto 2007, n. 12, recante «Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia»;

Visto il decreto legislativo 6 novembre 2007, n. 201, recante «Attuazione della direttiva 2005/32/CE relativa all'istituzione di un quadro per l'elaborazione di specifiche per la progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia»;



Vista la legge 24 dicembre 2007, n. 244, recante «Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008)»;

Visto il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, recante «Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE»;

Vista la legge 23 luglio 2009, n. 99, recante «Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia»;

Visto il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante «Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE»;

Visto il decreto legislativo 17 ottobre 2016, n. 201, recante «Attuazione della direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo»;

Visto il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, recante «Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili»;

Visto il decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 aprile 2022, recante «Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali»;

Visto il decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito, con modificazioni, dalla legge 2 febbraio 2024, n. 11, recante «Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023»;

Visto il decreto legislativo 25 novembre 2024, n. 190, recante «Disciplina dei regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili, in attuazione dell'articolo 26, commi 4 e 5, lettera *b*) e *d*), della legge 5 agosto 2022, n. 118»;

Visto il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 1° dicembre 2017, recante «Approvazione delle linee guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo», pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 19 del 24 gennaio 2018;

Visto il decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica del 7 agosto 2024, recante «Istituzione del sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocombustibili, della certificazione dei carburanti rinnovabili di origine non biologica e di quella dei carburanti da carbonio riciclato», pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 199 del 26 agosto 2024;

Visto il Piano nazionale integrato per l'energia e il clima 2030 predisposto dall'Italia in attuazione del regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del

Consiglio dell'11 dicembre 2018, aggiornato ai sensi del regolamento (UE) 2021/1119 e trasmesso alla Commissione europea in data 3 luglio 2024, con il quale sono individuati gli obiettivi al 2030 e le relative misure in materia di decarbonizzazione (comprese le fonti rinnovabili), efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato interno dell'energia, ricerca, innovazione e competitività;

Vista la preliminare deliberazione del Consiglio dei ministri, adottata nella riunione dell'8 ottobre 2025;

Acquisita l'intesa in sede di Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, sancita nella seduta del 18 dicembre 2025;

Acquisiti i pareri espressi dalle competenti commissioni della Camera dei deputati e del Senato della Repubblica;

Vista la deliberazione del Consiglio dei ministri, adottata nella riunione del 29 dicembre 2025;

Sulla proposta del Ministro per gli affari europei, il PNRR e le politiche di coesione e del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con i Ministri degli affari esteri e della cooperazione internazionale, della giustizia, dell'economia e delle finanze, delle imprese e del made in Italy, della cultura, dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, e per la pubblica amministrazione;

EMANA

il seguente decreto legislativo:

Capo I

MODIFICHE AL DECRETO LEGISLATIVO
8 NOVEMBRE 2021, N. 199

Art. 1.

*Modifica al titolo del decreto legislativo
8 novembre 2021, n. 199*

1. Il titolo del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, è sostituito dal seguente:

«Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, come modificata dalla direttiva (UE) 2023/2413 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 ottobre 2023, che modifica la direttiva (UE) 2018/2001, il regolamento (UE) 2018/1999 e la direttiva n. 98/70/CE per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e che abroga la direttiva (UE) 2015/652 del Consiglio».



Art. 2.

*Modifiche all'articolo 2 del decreto legislativo
8 novembre 2021, n. 199*

1. All'articolo 2, comma 1, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) alla lettera a), dopo la parola: «geotermica,» sono inserite le seguenti: «energia osmotica,»;

b) alla lettera d), la parola: «energetico» è sostituita dalla seguente: «elettrico», dopo la parola: «elettrica» il segno di interpunzione: «,» è sostituito dalla parola: «e» e le parole: «e di carburante per il trasporto,» sono soppresse;

c) alla lettera f), la parola: «verdi» è soppressa;

d) la lettera r) è sostituita dalla seguente:

«r) “accordo di acquisto di energia da fonti rinnovabili”: un contratto in base al quale una persona fisica o giuridica si impegna ad acquistare energia rinnovabile direttamente da un produttore, che comprende, ma non si limita a, gli accordi di acquisto di energia elettrica da fonti rinnovabili e gli accordi di acquisto di riscaldamento e raffrescamento da fonti rinnovabili;»;

e) alla lettera dd), dopo le parole: «prodotti dalle biomasse» sono inserite le seguenti: «, compresi anche biometano e bioidrogeno»;

f) la lettera ll) è sostituita dalla seguente:

«ll) “combustibili rinnovabili di origine non biologica”: combustibili liquidi e gassosi, il cui contenuto energetico proviene da fonti rinnovabili diverse dalla biomassa, anche denominati carburanti rinnovabili di origine non biologica;»;

g) alla lettera pp), la parola: «ferroviario» è soppressa, le parole: «tenuto al pagamento dell'accisa sull'energia» sono sostituite dalle seguenti: «responsabile della gestione e del funzionamento di un punto di ricarica di energia elettrica che fornisce un servizio di ricarica a utenti finali, anche in nome e per conto di un fornitore di servizi di mobilità, o soggetto equivalente che fornisce energia» e le parole: «sistema stradale e ferroviario;» sono sostituite dalle seguenti: «settore dei trasporti.» è aggiunto infine il seguente periodo: «Sono fatte salve le disposizioni in materia di accisa;»;

h) alla lettera bbb) le parole: «di cui al decreto del ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 14 novembre 2019 recante “Istituzione del sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi”, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 279 del 28» sono sostituite dalle seguenti: «istituito ai sensi dell'articolo 42, comma 16»;

i) dopo la lettera hhh) sono aggiunte le seguenti:

«hhh-bis) “legname tondo industriale”: tronchi da sega, tronchi da impiallacciatura, legname da triturazione (tondelli o legno spaccato) e ogni altro tipo di legname tondo idoneo a fini industriali, escluso il legname tondo le cui caratteristiche quali specie, dimensioni, linearità e densità dei nodi, lo rendono non idoneo all'uso industriale;

hhh-ter) “apparecchiatura per l'energia solare”: apparecchiatura che converte l'energia solare in energia termica o elettrica, in particolare apparecchiatura solare termica e fotovoltaica;»;

hhh-quater) “zona di offerta”: la zona di offerta quale definita all'articolo 2, punto 65), del regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio;

hhh-quinquies) “tecnologia innovativa per l'energia rinnovabile”: una tecnologia per la generazione di energia rinnovabile che migliora, almeno in un modo, una tecnologia rinnovabile di punta comparabile o che rende sfruttabile una tecnologia per l'energia rinnovabile che non sia pienamente commercializzata o che comporta un chiaro livello di rischio;

hhh-sexies) “sistema di misurazione intelligente”: un sistema di misurazione intelligente quale definito all'articolo 2, punto 23), della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019;

hhh-septies) “punto di ricarica”: un punto di ricarica quale definito all'articolo 2, punto 48), del regolamento (UE) 2023/1804 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023;

hhh-octies) “mercati dell'energia elettrica”: i mercati dell'energia elettrica quali definiti all'articolo 2, punto 9), della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019;

hhh-novies) “batteria per uso domestico”: la batteria ricaricabile a sé stante di capacità nominale superiore a 2 kwh, che può essere installata e usata in un ambiente domestico;

hhh-decies) “batteria per veicoli elettrici”: una batteria per veicoli elettrici quale definita all'articolo 3, paragrafo 1, punto 14), del regolamento (UE) 2023/1542 del Parlamento europeo e del Consiglio del 12 luglio 2023;

hhh-undecies) “batteria industriale”: una batteria industriale quale definita all'articolo 3, paragrafo 1, punto 13), del regolamento (UE) 2023/1542 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 12 luglio 2023;

hhh-duodecies) “stato di salute”: lo stato di salute quale definito all'articolo 3, paragrafo 1, punto 28), del regolamento (UE) 2023/1542 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 12 luglio 2023;

hhh-terdecies) “stato di carica”: lo stato di carica quale definito all'articolo 3, paragrafo 1, punto 27), del regolamento (UE) 2023/1542 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 12 luglio 2023;

hhh-quaterdecies) “setpoint di potenza”: le informazioni dinamiche conservate nel sistema di gestione della batteria che prescrivono le impostazioni di potenza elettrica alle quali la batteria dovrebbe funzionare in modo ottimale durante le operazioni di ricarica o di scaricamento, in modo da ottimizzarne lo stato di salute e l'uso operativo;

hhh-quindecies) “ricarica intelligente”: l'operazione di ricarica in cui l'intensità dell'energia elettrica fornita alla batteria è adeguata in modo dinamico, sulla base delle informazioni ricevute mediante comunicazione elettronica;



hhh-sexiesdecies) “ricarica bidirezionale”: la ricarica bidirezionale quale definita all’articolo 2, punto 11), del regolamento (EU) 2023/1804 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 settembre 2023;

hhh-septiesdecies) “punto di ricarica di potenza standard”: un punto di ricarica di potenza standard quale definito all’articolo 2, punto 37), del regolamento (UE) 2023/1804 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 settembre 2023;

hhh-duodevices) “industria”: le imprese e i prodotti che rientrano nelle sezioni B, C e F e nella sezione J, divisione 63, della classificazione statistica delle attività economiche (NACE REV.2), come stabilito dal regolamento (CE) n. 1893/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 dicembre 2006;

hhh-undevices) “scopo non energetico”: l’uso di combustibili come materie prime in un processo industriale, anziché per produrre energia;

hhh-vicies) “combustibili rinnovabili”: biocarburanti, bioliquidi, combustibili da biomassa e combustibili rinnovabili di origine non biologica;

hhh-vicies semel) “efficienza energetica al primo posto”: il principio dell’efficienza energetica al primo posto quale definito all’articolo 2, punto 18), del regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell’11 dicembre 2018;

hhh-vicies bis) “piantagione forestale”: una piantagione forestale quale definita all’articolo 2, punto 11), del regolamento (UE) 2023/1115 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 1° maggio 2023;

hhh-vicies ter) “energia osmotica”: energia generata dalla differenza nella concentrazione salina tra due fluidi, come acqua dolce e salata;

hhh-vicies quater) “efficienza del sistema”: la scelta di soluzioni efficienti dal punto di vista energetico che consentano anche un percorso di decarbonizzazione economicamente vantaggioso, una maggiore flessibilità e un uso efficiente delle risorse;

hhh-vicies quinquies) “stoccaggio dell’energia co-ubicato”: un impianto di stoccaggio dell’energia combinato con un impianto per la produzione di energia rinnovabile e collegato allo stesso punto di accesso alla rete;

hhh-vicies sexies) “veicolo elettrico solare”: un veicolo a motore dotato di un gruppo propulsore comprendente solo macchine elettriche non periferiche come convertitore di energia, con un sistema di accumulo di energia ricaricabile che può essere ricaricato esternamente e con pannelli fotovoltaici integrati al veicolo.».

Art. 3.

Modifiche all’articolo 3 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. All’articolo 3 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) il comma 1 è sostituito dal seguente:

«1. L’obiettivo nazionale relativo alla quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia da conseguire nel 2030 è pari al 39,4 per cento»;

b) al comma 2:

1) la parola: «indicativo» è soppressa;

2) dopo le parole: «per riscaldamento e raffrescamento pari» è inserita la seguente: «almeno»;

3) le parole: «1,3 punti» sono sostituite dalle seguenti: «0,8 punti»;

4) le parole: «per i periodi» sono sopprese;

5) dopo le parole: «dal 2021 al 2025 e» sono inserite le seguenti: «di almeno 1,1 punti percentuali come media annuale calcolata»;

c) dopo il comma 2 sono inseriti i seguenti:

«2-bis. L’obiettivo nazionale indicativo relativo alla quota di energia rinnovabile prodotta negli edifici o nelle loro vicinanze, tenendo conto anche dell’energia rinnovabile proveniente da rete, è pari ad almeno il 40,1 per cento nell’anno 2030.

2-ter. L’obiettivo nazionale indicativo relativo all’aumento della quota di fonti rinnovabili sul totale delle fonti energetiche usate a scopi finali energetici e non energetici nel settore dell’industria è pari ad almeno 1,6 punti percentuali come media annuale calcolata per i periodi dall’anno 2021 all’anno 2025 e dall’anno 2026 all’anno 2030.

2-quater. L’obiettivo nazionale indicativo relativo alla capacità di energia rinnovabile da tecnologie innovative all’anno 2030 è pari al 5 per cento della nuova capacità installata.»;

d) al comma 4, le parole: «di cui ai commi 1 e 2» sono sopprese.

Art. 4.

Modifica all’articolo 4 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. All’articolo 4 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, dopo il comma 2, è inserito il seguente:

«2-bis. Fermo restando quanto previsto da specifiche disposizioni di legge, al fine di assicurare il raggiungimento degli obiettivi di cui al presente decreto, il Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica ha la facoltà di affidare al GSE le attività di gestione, verifica e controllo inerenti ai meccanismi di incentivazione, sostegno e di obbligo previsti dal medesimo decreto. Salvo quanto diversamente stabilito nel presente decreto, per la copertura dei costi sostenuti dal GSE ai sensi del primo periodo si applica l’articolo 25 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116.».

Art. 5.

Inserimento dell’articolo 4-bis al decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. Dopo l’articolo 4 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, è inserito il seguente:

«Art. 4-bis (Principi in materia di biomassa). — 1. Al fine di garantire che la produzione di energia da biomassa avvenga in modo da ridurre al minimo effetti distorsivi sul mercato delle materie prime, nonché impat-



ti negativi sulla biodiversità, sull'ambiente e sul clima, l'utilizzo delle biomasse per la produzione energetica avviene nel rispetto del principio della gerarchia dei rifiuti di cui all'articolo 179 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. Fermo restando quanto previsto all'articolo 42, comma 18-ter, al medesimo fine di cui al primo periodo del presente comma sono consentite misure di sostegno per la produzione di energia da biomassa legnosa, in attuazione del principio dell'uso della biomassa legnosa a cascata, a condizione dell'impossibilità di utilizzare la medesima per:

- a) prodotti a base di legno;
- b) prolungamento del ciclo di vita dei prodotti a base di legno;
- c) riutilizzo;
- d) riciclaggio.

2. Con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, sono stabiliti i criteri, le modalità e le condizioni per l'attuazione del comma 1, secondo periodo, nell'ottica di un bilanciamento tra le esigenze del sistema energetico e quelle di economia circolare.

3. Allo scopo di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentito il Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, può disporre deroghe motivate al comma 1.

4. Nei casi in cui l'industria locale non sia in grado, sotto il profilo quantitativo o tecnico, di impiegare la biomassa legnosa per le finalità di cui alle lettere a), b), c) e d) del comma 1, il Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, su istanza motivata della regione interessata o di un ente da essa individuato e sentito il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, può disporre deroghe al principio dell'uso a cascata per l'impiego della biomassa stessa a fini energetici. Il primo periodo si applica a condizione che la biomassa legnosa provenga da:

- a) attività di gestione forestale, volte a garantire operazioni di diradamento precommerciale o effettuate in conformità alla normativa vigente in materia di prevenzione degli incendi boschivi nelle zone ad alto rischio;
- b) esbosco di recupero a seguito di eventi naturali documentati;
- c) raccolta di taluni legnami le cui caratteristiche non sono adatte per gli impianti di trattamento locali.

5. Ai fini della presentazione delle istanze ai sensi del comma 4, primo periodo, la regione o l'ente individuato possono tenere conto anche di segnalazioni da parte degli operatori del settore o delle associazioni rappresentative del medesimo.

6. Il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica notifica annualmente alla Commissione europea una sintesi delle deroghe disposte ai sensi dei commi 2 o 3, indicando i relativi motivi e l'ambito geografico di applicazione.

7. Dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, non è ammessa alcuna nuova misura di sostegno finanziario diretto per:

a) l'utilizzo, ai fini della produzione di energia, di tronchi da sega, legname da impiallacciatura, legname tondo di qualità industriale, ceppi e radici, fatta eccezione per particolari tipologie colturali o filiere specifiche individuate con decreto del Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, nel rispetto dei criteri di sostenibilità ambientale e degli obiettivi di economia circolare;

b) la produzione di energia rinnovabile mediante incenerimento di rifiuti, salvo che siano rispettati gli obblighi in materia di raccolta differenziata stabiliti dall'articolo 182-ter del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

8. Dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, in relazione alla produzione di energia elettrica da biomassa forestale, non è ammessa la concessione di nuove misure di sostegno né il rinnovo di misure di sostegno esistenti per impianti destinati esclusivamente alla produzione di energia elettrica. In deroga al primo periodo, sono ammessi la concessione ovvero il rinnovo nei casi in cui soddisfatti almeno una delle seguenti condizioni:

a) l'energia elettrica è prodotta in una regione individuata in un piano territoriale per una transizione giusta adottato ai sensi dell'articolo 11 del regolamento (UE) 2021/1056, a causa della dipendenza della regione dai combustibili fossili solidi, e sono rispettati i requisiti previsti dall'articolo 42 del presente decreto;

b) l'energia elettrica è prodotta applicando sistemi di cattura e stoccaggio della CO₂ derivante da biomassa, in conformità al decreto legislativo 5 marzo 2013, n. 152 e nel rispetto dei requisiti di cui all'articolo 42, comma 3, del presente decreto.»

Art. 6.

Modifiche all'articolo 5 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. All'articolo 5 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 1:

1) alla lettera a), la parola: «ovvero» è soppressa e dopo le parole: «immessa in rete o autoconsumata» sono inserite le seguenti: «ovvero sulla base dell'energia elettrica producibile»;

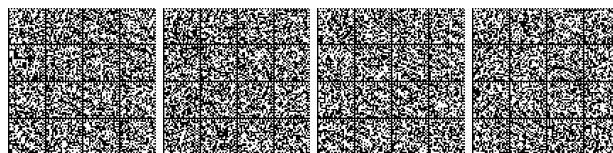
2) alla lettera d), dopo le parole: «per tener conto dell'effetto scala» sono inserite le seguenti: «e della localizzazione efficiente in funzione dei fabbisogni di sistema e dello sviluppo efficiente delle reti»;

b) al comma 5:

1) alla lettera b), dopo le parole: «come idonee» sono inserite le seguenti: «e nelle zone di accelerazione ai sensi dell'articolo 12 del decreto legislativo 25 novembre 2024, n. 190»;

2) dopo la lettera e-bis), è inserita la seguente:

«e-ter) sono stabilite le specifiche tecniche che le apparecchiature e i sistemi per le energie rinnovabili devono rispettare per l'accesso ai regimi di sostegno ed essere ammissibili nell'ambito degli appalti pubblici»;



3) la lettera *f*) è sostituita dalla seguente:

«*f*) le misure per l'utilizzo energetico delle biomasse sono disciplinate ai sensi dell'articolo 4-*bis*;».

Art. 7.

Modifica all'articolo 10 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. All'articolo 10, comma 1, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, dopo la lettera *b*) è inserita la seguente:

«*b-bis*) sono stabilite le specifiche tecniche che le apparecchiature e i sistemi per le energie rinnovabili devono rispettare per l'accesso ai regimi di sostegno ed essere ammissibili nell'ambito degli appalti pubblici;».

Art. 8.

Modifiche all'articolo 11 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. All'articolo 11 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) dopo il comma 5, è aggiunto il seguente:

«*5-bis*. A decorrere dal 2026, una quota annua dei proventi derivanti dalla messa all'asta delle quote di emissione di CO₂ di cui all'articolo 23 del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47, di competenza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, è finalizzata in via prioritaria a misure di incentivazione funzionali al raggiungimento degli obiettivi di utilizzo dei combustibili rinnovabili di origine non biologica, incluso l'idrogeno rinnovabile, di cui al presente decreto, nell'industria e nel settore dei trasporti.»;

b) la rubrica è sostituita dalla seguente: «Incentivi in materia di biogas e produzione di biometano e in materia di combustibili rinnovabili di origine non biologica».

Art. 9.

Inserimento dell'articolo 11-bis al decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. Dopo l'articolo 11 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, è inserito il seguente:

«Art. 11-*bis* (Contributo dei combustibili rinnovabili di origine non biologica nell'industria). — 1. Il contributo dei combustibili rinnovabili di origine non biologica usati a scopi finali energetici e non energetici rispetto all'idrogeno usato per scopi finali energetici e non energetici nell'industria è pari ad almeno il 42 per cento entro l'anno 2030 e il 60 per cento entro l'anno 2035.

2. Con uno o più decreti del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, sono definiti le modalità, i criteri e gli strumenti per ottemperare agli obblighi relativi al raggiungimento degli obiettivi di cui al comma 1.

3. Le modalità di calcolo delle percentuali di cui al comma 1 sono indicate alla sezione H dell'allegato I al presente decreto.».

Art. 10.

Modifiche all'articolo 16 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. All'articolo 16, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, dopo il comma 1, sono aggiunti i seguenti:

«*1-bis*. Entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, con le procedure di cui al comma 1 e tenendo conto anche degli accordi non vincolanti stipulati ai sensi dell'articolo 14, del regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2022 è concordata l'istituzione con uno o più stati membri di un quadro di cooperazione sui progetti comuni di cui al comma 1, al fine di individuare, entro il 31 dicembre 2030, almeno due progetti ed, entro il 31 dicembre 2033, un terzo progetto, sulla base di un'apposita analisi costi-benefici. In ogni caso, la partecipazione con risorse nazionali al meccanismo unionale di finanziamento delle energie rinnovabili, istituito dal regolamento di esecuzione (UE) 2020/1294 della Commissione, del 15 settembre 2020, equivale alla realizzazione dei progetti di cui al primo periodo.

1-ter. Nell'ambito del quadro di cooperazione di cui al comma 1-*bis*, i progetti comuni *off-shore* sono identificati tenendo conto dei Piani strategici di alto livello di sviluppo della rete offshore integrata per ciascun bacino marittimo e del Piano di sviluppo della rete a livello dell'Unione elaborati da European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), nonché degli esiti delle consultazioni pubbliche. Gli stessi progetti sono inclusi nei piani di gestione dello spazio marittimo, tenendo conto delle attività già in corso nelle zone interessate.

1-quater. Il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica notifica alla Commissione europea gli accordi di cooperazione stipulati, inclusa la data di operatività dei relativi progetti comuni.».

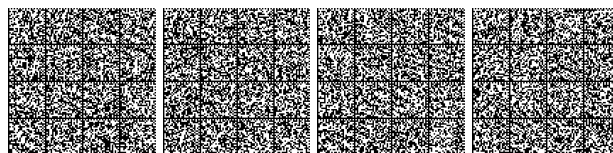
Art. 11.

Modifiche all'articolo 17 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. All'articolo 17, comma 1, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) all'alinea, la parola: «incentivata» è sostituita dalla seguente: «contabilizzata» e dopo il primo periodo è inserito il seguente: «Le importazioni non beneficiano di incentivi economici, salvo che sia espressamente previsto in accordi intergovernativi.»;

b) alla lettera *a*), dopo la parola: «sostegno» sono inserite le seguenti: «laddove previsto.».



Art. 12.

Modifiche all'articolo 25 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. All'articolo 25 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, il comma 6-bis è sostituito dal seguente:

«6-bis. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica sono stabilite le prescrizioni per la posa in opera degli impianti di produzione di calore da risorsa geotermica, ivi incluse le opere per la realizzazione del geoscambio, sia a circuito chiuso che aperto, destinati al riscaldamento e alla climatizzazione di edifici e alla produzione di energia elettrica.»

Art. 13.

Modifiche all'articolo 26 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. All'articolo 26 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 1, dopo le parole: «degli edifici esistenti» sono inserite le seguenti: «e gli interventi di ristrutturazione di un impianto termico, ove tecnicamente, economicamente e funzionalmente fattibili»;

b) dopo il comma 2 è inserito il seguente:

«2-bis. L'obbligo di cui al comma 1 può essere conseguito da terzi anche mediante l'installazione negli edifici pubblici di impianti a fonti rinnovabili per la copertura dei consumi di calore e di elettricità, secondo i principi minimi di integrazione di cui all'allegato III. Gli enti locali disciplinano con proprio provvedimento, anche in gestione associata o tramite ente sovraordinato o delegato, le modalità attuative del presente comma.»;

c) al comma 9, dopo la parola: «tecnica» sono inserite le seguenti: «o economica».

Art. 14.

Modifiche all'articolo 27 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. All'articolo 27, comma 2, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) la lettera a) è sostituita dalla seguente:

«a) di attuazione dell'obbligo di cui al comma 1, secondo traiettorie annuali coerenti con gli obiettivi generali di cui all'articolo 3, comma 2, che rispettino una graduale applicazione, valutando modalità differenziate in base alla tipologia di impianto, al fine di garantire una transizione equilibrata verso gli obiettivi di decarbonizzazione, tutelando gli investimenti in corso e assicurando adeguata certezza operativa agli operatori economici»;

b) dopo la lettera e) sono aggiunte le seguenti:

«e-bis) di ripartizione a carico dei soggetti obbligati dei costi delle attività di gestione, verifica e controllo dell'obbligo di cui al comma 1 secondo criteri di proporzionalità rispetto all'entità dell'obbligo medesimo;

e-ter) di esclusione dall'applicazione dell'obbligo dei contratti di servizio energia, o analoghi, già in essere alla data della sua entrata in vigore, in coerenza con il principio di certezza giuridica.»;

c) dopo il comma 2 è aggiunto il seguente:

«2-bis. Il calore di cui all'articolo 2, comma 1, lettera h), include il calore eccedente la quota parte rinnovabile, proveniente dalle operazioni di recupero di cui al punto R1 dell'allegato C alla parte quarta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.».

Art. 15.

Inserimento dell'articolo 29-bis al decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. Dopo l'articolo 29 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, è inserito il seguente:

«Art. 29-bis (Accesso alle informazioni e ai dati delle batterie ad uso industriale, domestico e dei veicoli).

— 1. Al fine di promuovere servizi e pratiche di ricarica efficienti e contribuire allo sviluppo di servizi di flessibilità e bilanciamento:

a) le batterie industriali e per uso domestico, immesse in consumo, consentono ai proprietari e agli utenti delle batterie, nonché a soggetti terzi che agiscono per loro conto e previo consenso esplicito, di accedere a titolo gratuito, in tempo reale, a condizioni non discriminatorie e nel rispetto delle norme in materia di protezione dei dati, alle informazioni di base del sistema di gestione della batteria, quali la capacità, lo stato di salute, lo stato di carica e il *setpoint* di potenza della batteria;

b) i veicoli elettrici prodotti a partire dal dodicesimo mese successivo alla data di adozione del decreto di cui al comma 2 consentono ai proprietari e agli utenti di detti veicoli, nonché ai soggetti terzi che agiscono per loro conto, in tempo reale, a condizioni non discriminatorie e a titolo gratuito, di accedere ai dati di bordo dei veicoli relativi allo stato di salute, allo stato di carica, al *setpoint* di potenza e alla capacità della batteria nonché, ove opportuno, alla posizione dei veicoli elettrici, nel rispetto delle norme in materia di protezione dei dati, in aggiunta ai requisiti relativi all'omologazione e alla vigilanza del mercato di cui al regolamento (UE) 2018/858 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2018.

2. Entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica sono disciplinati i criteri e le modalità di attuazione del comma 1, tenendo conto del diverso grado di contribuzione agli obiettivi di sviluppo dei servizi di flessibilità, bilanciamento e mobilità elettrica di specifiche tipologie di veicoli.».

Art. 16.

Modifiche alla rubrica del titolo V e all'articolo 39 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. La rubrica del titolo V del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, è sostituita dalla seguente: «Energia rinnovabile nei trasporti e criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni per biocarburanti, bioliquidi, combustibili da biomassa, combustibili rinnovabili di origine non biologica e carburanti da carbonio riciclato».



2. All'articolo 39 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) il comma 1 è sostituito dal seguente:

«1. Al fine di promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti, i fornitori di combustibili destinati al settore medesimo, ivi inclusa l'energia elettrica, sono obbligati a conseguire, entro il 2030, una quota almeno pari al 29 per cento di fonti rinnovabili sul consumo finale di energia nel settore dei trasporti, calcolata sulla base del contenuto energetico. La predetta quota è calcolata come rapporto percentuale fra le seguenti grandezze:

a) al denominatore: il contenuto energetico di benzina, gasolio stradale e marittimo, GPL, olio combustibile marittimo, metano, biocarburanti, biometano e biogas per trasporti, anche qualora immessi nelle reti nazionali di trasporto e distribuzione del gas e combustibili rinnovabili di origine non biologica, carburanti da carbonio riciclato immessi in consumo nel settore dei trasporti, compresi i *bunkeraggi* marittimi internazionali, nonché il contributo dell'energia elettrica immessa in consumo nel settore dei trasporti tenuto conto, per il trasporto ferroviario di quanto previsto al comma 7-bis lettera d) e per quello stradale, di quanto previsto al comma 12-quater;

b) al numeratore: il contenuto energetico di biocarburanti, biometano e biogas per i trasporti, anche qualora immessi nelle reti nazionali di trasporto e distribuzione del gas, combustibili rinnovabili di origine non biologica e carburanti da carbonio riciclato immessi in consumo nel settore trasporti, compresi i *bunkeraggi* marittimi internazionali, nonché il contributo dell'energia elettrica da fonti rinnovabili immessa in consumo nel settore dei trasporti, tenuto conto, per il trasporto ferroviario di quanto previsto al comma 7-bis lettera d) e per quello stradale, di quanto previsto al comma 12-quater. I biocarburanti immessi in consumo ai sensi del presente comma operano in continuità con l'obbligo di cui all'articolo 2-quater del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81.»;

b) al comma 1-bis, il secondo periodo è sostituito dal seguente: «I biocarburanti liquidi e gassosi utilizzati in purezza possono essere impiegati anche nel settore agricolo.»;

c) dopo il comma 2 è aggiunto il seguente:

«2-bis. Ai fini di cui al comma 1, lettera b), il contributo dei combustibili rinnovabili di origine non biologica è preso in considerazione, alle condizioni di cui al comma 7, anche quando i medesimi sono utilizzati come prodotti intermedi per la produzione di:

a) carburanti per trasporti convenzionali;

b) biocarburanti, a condizione che la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra realizzata grazie all'uso di combustibili rinnovabili di origine non biologica non sia conteggiata nel calcolo della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivante dall'uso dei biocarburanti.»;

d) al comma 3:

1) la lettera a) è sostituita dalla seguente:

«a) la quota di biocarburanti avanzati, biometano avanzato, biogas avanzati e da combustibili rinnovabili di origine non biologica, impiegati nel settore dei trasporti, è pari almeno all'otto per cento nel 2030, comprendente una quota pari all'uno per cento di combustibili rinnovabili di origine non biologica;»;

2) dopo la lettera a), sono inserite le seguenti:

«a-bis) la percentuale minima dell'1 per cento di cui alla lettera a) comprende una quota pari ad almeno lo 0,5 per cento di combustibili rinnovabili di origine non biologica utilizzati in modo diretto;

a-ter) al raggiungimento degli obblighi percentuali di cui al comma 1 può concorrere una quota dell'1 per cento di combustibili rinnovabili di origine non biologica, di bioidrogeno o di carburanti da carbonio riciclato, utilizzati nel settore dei trasporti in modo diretto;»;

3) alla lettera b), le parole: «il contributo dei biocarburanti» sono sostituite dalle seguenti: «previa approvazione della Commissione europea, il contributo dei biocarburanti» e le parole: «la quota del 2,5 per cento» sono sostituite dalle seguenti: «la quota del 5 per cento»;

e) al comma 3-bis, dopo le parole: «di cui al comma 1 del presente articolo» sono inserite le seguenti: «e dei carburanti sostenibili per l'aviazione (SAF)»;

f) al comma 4:

1) al primo periodo, le parole: «Fatto salvo quanto disciplinato dal decreto del Ministero dello sviluppo economico del 30 dicembre 2020, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale*, Serie generale, del 5 gennaio 2021, n. 3, e dall'articolo 21, comma 2, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, gli obiettivi» sono sostituite dalle seguenti: «Gli obblighi» e le parole: «con uno o più decreti del Ministro della transizione ecologica, il primo dei quali da emanare entro il 31 dicembre 2022» sono sostituite dalle seguenti: «con uno o più decreti del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica»;

2) dopo il primo periodo, sono inseriti i seguenti: «Fino all'adozione del decreto di cui al primo periodo, si applica il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 16 marzo 2023, il cui avviso è stato pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale*, Serie generale n. 96 del 24 marzo 2023, come modificato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 20 ottobre 2023, il cui avviso è stato pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale*, Serie generale n. 268 del 16 novembre 2023. Gli obblighi di cui ai commi 1, 1-bis, e 3, lettera a):

1) per il GPL, si applicano a partire dall'anno 2027 in misura pari al 50 per cento e a partire dall'anno 2028 in misura pari al 100 per cento;

2) per il gas naturale e il biometano, impiegati nel trasporto stradale, a partire dall'anno 2026 si intendono automaticamente assolti in considerazione del fatto che la quota di biometano incentivato dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 2 marzo 2018, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale*, Serie generale n. 65 del 19 marzo 2018, e dal decreto del Ministro della transizione ecologica 15 settembre 2022, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale*, Serie generale n. 251 del 26 ottobre 2022, destinato al settore dei trasporti, supera la percentuale di obbligo minimo di cui al comma 1.»;



3) al secondo periodo, le parole: «Con i medesimi decreti si provvede all'eventuale aggiornamento degli obiettivi di cui ai commi 1 e 3» sono sostituite dalle seguenti: «Con i medesimi decreti di cui al primo periodo si provvede all'eventuale aggiornamento degli obblighi di cui ai commi 1, 1-bis, e 3, anche con distinzione tra il trasporto marittimo e gli altri settori»;

4) al terzo periodo, la parola: «secondo» è sostituita dalla seguente: «primo»;

g) dopo il comma 4, è inserito il seguente:

«4-bis. Al fine del contrasto alle frodi nel rispetto dell'obbligo di cui al comma 1, i decreti di cui al comma 4 possono prevedere la facoltà del GSE di richiedere ai soggetti obbligati una garanzia, sotto forma di fidejussione bancaria o attraverso la costituzione di un deposito cauzionale infruttifero, a copertura del rispetto del medesimo obbligo.»;

h) al comma 5:

1) alla lettera b), la parola: «che» è soppressa e le parole: da: «atto delegato» fino a: «comma 6» sono sostituite dalle seguenti: «regolamento delegato (UE) 2023/1185 della Commissione, del 10 febbraio 2023»;

2) alla lettera c), le parole: da: «alla soglia» fino a: «conteggiati» sono sostituite dalle seguenti: «al 70 per cento, calcolata con la metodologia stabilita dal regolamento delegato (UE) 2023/1185 della Commissione, del 10 febbraio 2023»;

i) il comma 6 è sostituito dai seguenti:

«6. Se l'energia elettrica è utilizzata per la produzione di combustibili rinnovabili di origine non biologica, direttamente o per la produzione di prodotti intermedi, per determinare la quota di energia rinnovabile è utilizzata la quota media di energia elettrica da fonti rinnovabili nel paese di produzione, misurata due anni prima dell'anno di riferimento. L'energia elettrica ottenuta mediante un collegamento diretto a un impianto di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili può essere interamente conteggiata come rinnovabile se utilizzata per la produzione di combustibili rinnovabili di origine non biologica, a condizione che il medesimo impianto:

a) non entri in esercizio prima dell'entrata in esercizio dell'impianto che produce i combustibili rinnovabili di origine non biologica;

b) non sia collegato alla rete.

6-bis. In deroga al comma 6, lettera b), l'energia elettrica utilizzata per la produzione di combustibili rinnovabili di origine non biologica può essere interamente conteggiata come rinnovabile anche nel caso in cui l'impianto di generazione sia collegato alla rete, a condizione, alternativamente, che:

a) si dimostri che l'energia medesima è stata fornita senza alcun prelievo dalla rete;

b) l'energia medesima ove prelevata dalla rete, sia prodotta esclusivamente da fonti rinnovabili e che le proprietà rinnovabili e altri criteri adeguati siano dimostrati, garantendo che le proprietà rinnovabili di tale energia elettrica siano contate una sola volta e in un solo settore di utilizzo finale.»;

l) il comma 7 è sostituito dal seguente:

«7. Ai fini di cui al comma 1, si applicano i seguenti fattori moltiplicativi:

a) il contributo dei biocarburanti e del biometano ovvero del biogas per il trasporto, prodotti dalle materie prime elencate nell'allegato VIII, è pari al doppio del loro contenuto energetico; il contributo dei combustibili rinnovabili di origine non biologica impiegati nel settore dei trasporti è pari al doppio del loro contenuto energetico solo quando utilizzati per uso diretto, mentre nei casi di cui al comma 2-bis, il contributo energetico è pari a 1,6 volte il loro contenuto energetico;

b) limitatamente al settore dell'aviazione e del trasporto marittimo, nel caso dei biocarburanti, del biometano e del biogas per il trasporto, prodotti dalle materie prime elencate nell'allegato VIII, parte A, il contributo è pari a 1,2 volte il loro contenuto energetico, mentre nel caso di combustibili di origine non biologica impiegati nel settore dei trasporti è pari a 1,5 volte il loro contenuto energetico;

c) il contributo dell'energia elettrica da fonte rinnovabile rispetto all'energia elettrica complessiva è pari a 4 volte il suo contenuto energetico se fornita a veicoli stradali e 1,5 volte il suo contenuto energetico se fornita al trasporto ferroviario;

d) per i soli impianti non incentivati, il contributo dei biocarburanti e del biometano ovvero del biogas per il trasporto, prodotti dalle materie prime elencate nell'allegato VIII, che dimostrino, con modalità disciplinate dai decreti di cui al comma 4, di aver conseguito una riduzione di emissioni gas serra lungo il ciclo di vita superiore al 120 per cento, è pari a 1,2 volte il suo contenuto energetico in aggiunta alle altre previsioni del presente decreto.»;

m) dopo il comma 7, sono inseriti i seguenti:

«7-bis. Per il conteggio dell'energia elettrica da fonti rinnovabili fornita al settore dei trasporti ai fini dell'obbligo di cui al comma 1:

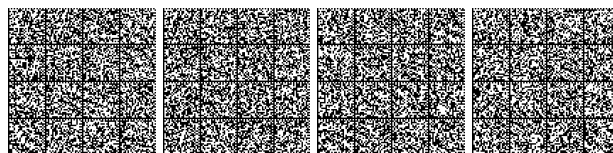
a) la quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili fornita al settore dei trasporti è determinata moltiplicando la quantità stessa per la quota media di energia elettrica da fonti rinnovabili fornita nel territorio nazionale nei due anni precedenti;

b) la quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili fornita al settore dei trasporti è conteggiata interamente come energia rinnovabile nel caso in cui l'energia elettrica sia ottenuta mediante collegamento diretto a un impianto di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili;

c) l'energia elettrica prodotta da un veicolo elettrico solare e utilizzata per il consumo del veicolo stesso può essere conteggiata come pienamente rinnovabile;

d) nel caso del trasporto ferroviario, si tiene conto della sola energia elettrica ottenuta mediante collegamento diretto a un impianto di generazione da fonti rinnovabili.

7-ter. Fino al 31 dicembre 2030, ai fini dei calcoli di cui al comma 1, lettera a), la quantità di energia fornita al settore del trasporto marittimo è considerata in misura non superiore al 13 per cento del consumo finale lordo di energia sul territorio nazionale.»;



n) i commi 8, 9 e 10 sono abrogati;

o) al comma 11, la parola: «carburanti» è sostituita dalla seguente: «combustibili» e dopo le parole: «non biologica,» sono inserite le seguenti: «nonché carburanti da carbonio riciclato,»;

p) dopo il comma 12 sono inseriti i seguenti:

«12-bis. Ai fini dell'obbligo di cui al comma 1, non sono conteggiati al denominatore di cui alla lettera a) del secondo periodo del medesimo comma i consumi di carburanti per aviazione. Nel caso dei carburanti per aviazione, si applica il regolamento (UE) 2023/2405 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 ottobre 2023. I soggetti che forniscono in consumo esclusivamente combustibili rinnovabili di origine non biologica ovvero che immettono energia elettrica nell'ambito del trasporto ferroviario sono esonerati dall'obbligo di cui al comma 1.

12-ter. I soggetti che forniscono esclusivamente energia elettrica sono esonerati dall'obbligo della quota minima stabilita alla lettera a) del comma 3.

12-quater. Ai fini dell'obbligo di cui al comma 1, i fornitori di energia elettrica conteggiano anche i quantitativi dai medesimi forniti ai punti di ricarica privati a uso delle proprie flotte aziendali, anche di trasporto pubblico, con una potenza di uscita cumulativa nello stesso punto di connessione di almeno 50kW ed a condizione che tali quantitativi possano essere quantificati, verificati e certificati dal GSE, che a tal fine emana apposito regolamento applicativo.

12-quinquies. Il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, anche su indicazione del Comitato di cui al comma 11 del presente articolo, segnala alle autorità competenti di altri Stati membri, nonché alla Commissione europea, eventuali comportamenti fraudolenti con riferimento al rispetto degli obblighi di cui al presente articolo e dei criteri di cui all'articolo 42.

12-sexies. Entro il 30 giugno di ciascun anno, il GSE trasmette al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica una relazione sull'assolvimento degli obblighi di immissione in consumo definiti ai sensi del comma 4. In caso di violazione degli obblighi di immissione in consumo definiti ai sensi del comma 4, si applicano le seguenti sanzioni:

a) in caso di violazione degli obblighi previsti dai commi 1, 1-bis e 3, lettera a) relativi all'immissione in consumo di biocarburanti avanzati liquidi e gassosi e lettera d) si applica la sanzione amministrativa pecuniaria di quattromila euro per ogni certificato di immissione in consumo mancante nell'anno di riferimento. La sanzione di cui al secondo periodo comminata per un anno non estingue l'obbligo di immissione in consumo che l'ha generata e l'obbligo inevaso è riportato in capo allo stesso soggetto obbligato per l'anno successivo in aggiunta a quello derivante dall'obbligo relativo allo stesso anno;

b) in caso di violazione degli obblighi previsti dal comma 3, lettere a) e a-bis) relativi esclusivamente all'immissione in consumo di combustibili rinnovabili di origine non biologica si applica la sanzione amministrativa pecuniaria di quattromila euro per ogni certificato di immissione in consumo mancante nell'anno di riferimento.

12-septies. Il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica notifica gli estremi della violazione ai soggetti obbligati inadempienti ai sensi dell'articolo 16 della legge 24 novembre 1981, n. 689. Qualora non sia stato effettuato il pagamento in misura ridotta, è trasmesso un documentato rapporto al prefetto del luogo in cui si trova la sede legale del soggetto che ha commesso la violazione, ai sensi degli articoli 17 e 18 della legge 24 novembre 1981, n. 689, ai fini dell'adozione, da parte del medesimo, della relativa ordinanza d'ingiunzione.».

Art. 17.

Modifiche all'articolo 40 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. All'articolo 40, comma 1, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) all'alinea, dopo le parole: «all'articolo 3 e» sono inserite le seguenti: «degli obblighi» e le parole: «, comma 1» sono soppresse;

b) alla lettera a), le parole: «nei settori stradali e ferroviario» sono sostituite dalle seguenti: «nel settore dei trasporti» e dopo le parole: «nel 2020» sono aggiunte le seguenti: «che, ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3, è pari al 3,6 per cento e, ai fini degli obblighi di cui all'articolo 39, è pari al 2,3 per cento»;

c) alla lettera b), le parole da: «. Con decreto» fino a: «2030» sono sostituite dalle seguenti: «, che ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3 è pari all'1,4 per cento e che ai fini dell'obbligo di cui all'articolo 39 è pari allo 0,6 per cento. Tale livello di consumo:

1) nell'anno 2025, è pari all'1,4 per cento ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3 e allo 0,5 per cento ai fini dell'obbligo di cui all'articolo 39;

2) nell'anno 2026, è pari all'1,1 per cento ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3 e allo 0,4 per cento ai fini dell'obbligo di cui all'articolo 39;

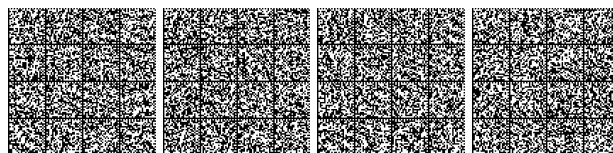
3) nell'anno 2027, è pari allo 0,8 per cento ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3 e allo 0,3 per cento ai fini dell'obbligo di cui all'articolo 39;

4) nell'anno 2028, è pari allo 0,6 per cento ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3 e allo 0,2 per cento ai fini dell'obbligo di cui all'articolo 39;

5) nell'anno 2029, è pari allo 0,3 per cento ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3 e allo 0,1 per cento ai fini dell'obbligo di cui all'articolo 39;

6) nell'anno 2030, è pari allo 0 per cento ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3 e ai fini dell'obbligo di cui all'articolo 39.»;

e) alla lettera c), le parole: «a partire dal terzo mese successivo a quello di approvazione di un sistema volontario a basso rischio di cambiamento indiretto di destinazione d'uso dei terreni e comunque non oltre il 1° gennaio 2025» e le parole: «fasci di frutti di olio di palma vuoti e acidi grassi derivanti dal trattamento dei frutti di palma da olio (PFAD),» sono soppresse.



Art. 18.

*Modifiche all'articolo 41 del decreto legislativo
8 novembre 2021, n. 199*

1. All'articolo 41 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, i commi 1 e 2 sono abrogati.

Art. 19.

*Modifica alla rubrica del capo II del decreto legislativo
8 novembre 2021, n. 199*

1. La rubrica del Capo II del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, è sostituita dalla seguente: «Criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa».

Art. 20.

*Modifiche all'articolo 42 del decreto legislativo
8 novembre 2021, n. 199*

1. All'articolo 42 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 1:

1) all'alinea, la parola: «agli» è sostituita dalle seguenti: «al raggiungimento degli» e dopo le parole: «articolo 3 e» sono inserite le seguenti: «del soddisfacimento degli obblighi di cui»;

2) alla lettera a), le parole: «da 5 a 10» sono sostituite dalle seguenti: «da 6 a 11»;

3) alla lettera b), le parole: «comma 11» sono sostituite dalle seguenti: «comma 12»;

4) alla lettera c), le parole: «commi 13 e 14» sono sostituite dalle seguenti: «commi 14 e 15»;

b) al comma 2:

1) alla lettera a), le parole: «20 MW» sono sostituite dalle seguenti: «7,5 MW»;

2) dopo la lettera b), è aggiunta la seguente:

«b-bis) nel caso di impianti che producono combustibili gassosi da biomassa con la seguente portata media di biometano:

1) inferiore o uguale a 200 metri cubi di metano equivalente/h misurate in condizioni standard di temperatura e pressione, ossia zero gradi centigradi e pressione atmosferica di 1 bar;

2) se il biogas è composto da una miscela di metano e di altro gas non combustibile, per la portata di metano, la soglia di cui al numero 1) ricalcolata in proporzione alla percentuale volumetrica di metano nella miscela.»;

c) al comma 3:

1) le parole: «lettere a) e b)» sono soppresse;

2) è aggiunto, in fine, il seguente periodo: «Ai fini dell'accesso ai regimi di sostegno, gli impianti di dige-

stione anaerobica compresi tra quelli di cui al comma 2 garantiscono la copertura delle vasche di digestato con sistemi di captazione e recupero di gas.»;

d) al comma 6, al secondo periodo, dopo le parole: «di gestione» sono inserite le seguenti:

«, anche concernenti il mantenimento del contenuto del carbonio nei suoli,» e dopo la parola: «ISPRA» sono inserite le seguenti: «, ai fini dello svolgimento delle proprie attività di controllo»;

e) al comma 7:

1) alla lettera a), dopo le parole: «in modo significativo» sono inserite le seguenti: «, boschi vetusti ai sensi dell'articolo 3, comma 2, lettera s-bis), del testo unico in materia di foreste e filiere forestali, di cui al decreto legislativo 3 aprile 2018, n. 34, nonché foreste antiche quali definite nel Paese in cui è situata la foresta»;

2) alla lettera d), le parole: «fermi restando eventuali nuovi criteri adottati dalla Commissione europea,» sono soppresse;

3) dopo la lettera d), è aggiunta la seguente:

«d-bis) brughiera.»;

f) dopo il comma 7, è inserito il seguente:

«7-bis. Le lettere a), b), d) e d-bis) del comma 7 si applicano anche ai biocarburanti, ai bioliquidi e ai combustibili da biomassa ottenuti a partire da biomassa forestale che non rispettano i criteri di cui al comma 10, lettera a), numeri 5-bis) e 5-ter).»;

g) dopo il comma 8, è inserito il seguente:

«8-bis. La lettera a) del comma 8 si applica anche ai biocarburanti, ai bioliquidi e ai combustibili da biomassa ottenuti a partire da biomassa forestale che non rispettano i criteri di cui al comma 10, lettera a), numeri 5-bis) e 5-ter).»;

h) al comma 9, è aggiunto, il seguente periodo: «Il primo periodo si applica anche ai biocarburanti, ai bioliquidi e ai combustibili da biomassa ottenuti a partire da biomassa forestale che non rispettano i criteri di cui al comma 10, lettera a), numeri 5-bis) e 5-ter).»;

i) al comma 10:

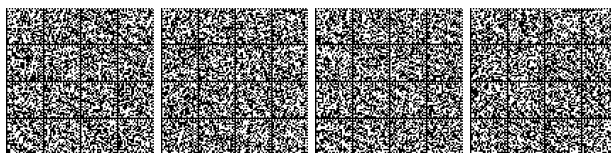
1) all'alinea, le parole: «A decorrere dall'adozione di appositi atti di esecuzione della Commissione europea,» sono sostituite dalle seguenti: «In conformità con quanto disposto dal regolamento di esecuzione (UE) 2022/2448 della Commissione, del 13 dicembre 2022»;

2) alla lettera a):

2.1) al numero 3), dopo le parole: «le torbiere» sono aggiunte le seguenti: «, allo scopo di preservare la biodiversità e prevenire la distruzione degli habitat»;

2.2) il numero 4) è sostituito dai seguenti:

«4) la realizzazione della raccolta sia effettuata tenendo conto del mantenimento della qualità del suolo e della biodiversità secondo principi di gestione sostenibile delle foreste con l'obiettivo di ridurre al minimo



qualsiasi eventuale impatto negativo e in modo da evitare la raccolta di ceppi e radici, il degrado dei boschi vetusti ai sensi dell'articolo 3, comma 2, lettera *s-bis*), del testo unico di cui al decreto legislativo 3 aprile 2018, n. 34, nonché delle foreste primarie e antiche quali definite nel Paese in cui è situata la foresta o la loro conversione in piantagioni forestali e la raccolta su suoli vulnerabili;

4-*bis*) la realizzazione della raccolta sia effettuata in conformità alle soglie massime per i grandi tagli a raso quali definiti dalla legislazione vigente, ovvero da quella del Paese in cui è situata la foresta, nonché alle soglie di conservazione adeguate a livello locale ed ecologico per il prelievo di legno morto e la raccolta sia effettuata in conformità all'obbligo di utilizzare sistemi di abbattimento che minimizzino qualsiasi eventuale impatto negativo sulla qualità del suolo, compresa la compattazione del suolo, e sulle caratteristiche della biodiversità e sugli habitat;»;

2.3) dopo il numero 5) sono aggiunti i seguenti:

«5-*bis*) che le foreste in cui è raccolta la biomassa forestale non provengano da terreni che presentano gli status di cui rispettivamente al comma 7, lettere *a*), *b*), *d*) ed *e*), al comma 8, lettera *a*), e al comma 9, alle stesse condizioni di determinazione dello status dei terreni di cui ai suddetti commi;

5-*ter*) che gli impianti che producono biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa forestale rilascino una dichiarazione di affidabilità, corroborata da processi interni a livello dell'impresa, ai fini degli audit effettuati a norma dell'articolo 43, commi 1 e 2, comprovante che la biomassa forestale non proviene dai terreni di cui al numero 6) del presente comma.»;

3) la lettera *b*) è sostituita dalla seguente:

«*b*) se non vi è evidenza rispetto a quanto previsto alla lettera *a*), sono attuati sistemi di gestione a livello di zona di approvvigionamento forestale che garantiscono:

1) la legalità delle operazioni di raccolta;

2) la rigenerazione forestale delle superfici oggetto di raccolta;

3) 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, i terreni erbosi, le brughiere e le torbiere, allo scopo di preservare la biodiversità e prevenire la distruzione degli habitat, a meno che non sia dimostrato che la raccolta di tali materie prime non ha interferito con detti scopi di protezione della natura;

4) che la raccolta sia effettuata tenendo conto del mantenimento della qualità del suolo e della biodiversità secondo principi di gestione sostenibile delle foreste con l'obiettivo di ridurre al minimo qualsiasi eventuale impatto negativo e in modo da evitare la raccolta di ceppi e radici, il degrado delle foreste primarie e antiche quali definite nel paese in cui è situata la foresta o la loro con-

versione in piantagioni forestali e la raccolta su suoli vulnerabili; che la raccolta sia effettuata in conformità delle soglie massime per i grandi tagli a raso quali definiti nel paese in cui è situata la foresta e a soglie di conservazione adeguate a livello locale ed ecologico per il prelievo di legno morto e che la raccolta sia effettuata in conformità dell'obbligo di utilizzare sistemi di abbattimento che minimizzino qualsiasi eventuale impatto negativo sulla qualità del suolo, compresa la compattazione del suolo, e sulle caratteristiche della biodiversità e sugli habitat;

5) che la raccolta mantenga o migliori la capacità produttiva a lungo termine delle foreste.»;

l) al comma 12:

1) la lettera *d*) è sostituita dalla seguente:

2) «*d*) all'80 per cento per l'energia elettrica, il riscaldamento e il raffrescamento da combustibili da biomassa usati negli impianti entrati in esercizio dopo il 20 novembre 2023;»;

3) dopo la lettera *d*) sono aggiunte le seguenti:

«*d-bis*) per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento da combustibili da biomassa, escluso il biometano, usati negli impianti con una potenza termica nominale totale superiore a 10 MW entrati in funzione tra il 1° gennaio 2021 e il 20 novembre 2023:

1) al 70 per cento fino al 31 dicembre 2029;

2) all'80 per cento a decorrere dal 1° gennaio 2030;

d-ter) per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento da combustibili gassosi da biomassa, escluso il biometano, usati negli impianti con una potenza termica nominale totale pari o inferiore a 10 MW entrati in funzione tra il 1° gennaio 2021 e il 20 novembre 2023:

1) al 70 per cento prima che gli impianti siano stati operativi per quindici anni;

2) almeno all'80 per cento dopo che gli impianti siano stati operativi per quindici anni;

d-quater) per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento da combustibili da biomassa, escluso il biometano, usati in impianti con una potenza termica nominale totale, pari o superiore, a 10 MW entrati in funzione prima del 1° gennaio 2021, almeno all'80 per cento dopo che gli impianti siano stati operativi per quindici anni, non prima del 1° gennaio 2026 e non oltre il 31 dicembre 2029;

d-quinquies) per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento da combustibili gassosi da biomassa, escluso il biometano, usati in impianti con una potenza termica nominale totale inferiore a 10 MW entrati in funzione prima del 1° gennaio 2021, almeno all'80 per cento dopo che gli impianti siano stati operativi per quindici anni e non prima del 1° gennaio 2026;



d-sexies) per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento da biometano immesso in rete almeno all'80 per cento.»;

m) dopo il comma 12 è inserito il seguente:

«12-bis. I requisiti di cui al comma 12, fatto salvo quanto previsto al comma 16, si applicano a decorrere da sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente disposizione per l'energia elettrica e il calore prodotti da biogas e da biomasse solide.»;

n) il comma 16 è sostituito dal seguente:

«16. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, con uno o più decreti del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, sono definiti sistemi di certificazione semplificati per gli impianti per produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento con potenza termica nominale totale compresa tra 7,5 e 20 MW. Con i medesimi decreti di cui al primo periodo si provvede altresì all'istituzione del sistema nazionale di certificazione della sostenibilità, anche al fine di tenere conto dell'evoluzione della normativa eurolunitaria in materia. Nelle more dell'adozione dei decreti di cui al primo periodo, e comunque non oltre il 30 giugno 2027, l'energia elettrica e il calore prodotti da combustibili solidi da biomassa, in impianti di potenza compresa tra 7,5 e 20 MW, rilevano ai fini del raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3 e del soddisfacimento degli obblighi di cui all'articolo 39 e sono ammessi ai regimi di sostegno, senza la verifica del rispetto dei requisiti di cui ai commi da 5 a 12 del presente articolo.»;

o) il comma 17 è abrogato.

p) dopo il comma 18-bis è aggiunto il seguente:

«18-ter. Fino al 31 dicembre 2030, l'energia prodotta da biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa può essere presa in considerazione ai fini di cui al comma 1 se ricorrono le seguenti condizioni:

a) il sostegno è stato concesso prima del 20 novembre 2023 in conformità ai criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui all'articolo 29 della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018 nella sua versione in vigore il 29 settembre 2020;

b) il sostegno è stato concesso sotto forma di sostegno a lungo termine per il quale è stato stabilito un importo fisso all'inizio del periodo di sostegno e a condizione che sia in vigore un meccanismo di correzione per garantire l'assenza di sovracompensazione.».

Art. 21.

Inserimento dell'articolo 42-bis al decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. Dopo l'articolo 42 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, è inserito il seguente:

«Art. 42-bis (Criteri di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra per i combustibili rinnovabili di origine non biologica e per i carburanti da carbonio riciclato). — 1. L'energia da combustibili rinnovabili di origine non biologica è conteggiata ai fini del raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3 e del soddisfacimento degli obblighi di cui all'articolo 39, a condizione che la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivante dall'uso di tali combustibili sia pari ad almeno il 70 per cento del combustibile fossile di riferimento.

2. L'energia da carburanti derivanti da carbonio riciclato può essere contabilizzata ai fini degli obblighi di cui all'articolo 39, a condizione che la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivante dall'uso di tali carburanti sia pari ad almeno il 70 per cento del carburante fossile di riferimento.

3. I commi 1 e 2 si applicano a prescindere dal fatto che i combustibili rinnovabili di origine non biologica e i carburanti da carbonio riciclato siano stati prodotti o importati nell'Unione.».

Art. 22.

Modifiche all'articolo 43 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. All'articolo 43 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 1:

dopo le parole: «Per garantire il rispetto di quanto previsto agli articoli», sono aggiunte le seguenti: «3,» le parole: «carburanti liquidi o gassosi» sono sostituite dalle seguenti: «combustibili rinnovabili» e la parola: «derivanti» è soppressa;

1) dopo le parole: «sistema volontario di certificazione» sono aggiunte le seguenti: «, che dimostri che sono stati rispettati i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, conformemente all'atto di esecuzione adottato a norma dell'articolo 30, paragrafo 8, della direttiva (UE) 2023/2413 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 ottobre 2023»;

b) al comma 2:

1) all'alinea, la parola: «nazionale» è soppressa;

2) alla lettera a) le parole: «, nonché tutte le informazioni previste dal decreto che disciplina il Sistema nazionale di certificazione di cui all'articolo 42, comma 15» sono soppresse;

c) al comma 4, dopo le parole: «dell'articolo 42» sono inserite le seguenti: «e di cui ai commi 1 e 2 dell'articolo 42-bis»;



d) al comma 6, le parole: «comma 10» sono sostituite dalle seguenti: «comma 11»;

e) il comma 8 è sostituito dal seguente:

«8. Le informazioni sull'origine geografica e sul tipo di materie prime dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei combustibili da biomassa per fornitore di combustibile sono messe a disposizione dei consumatori in forma facilmente accessibile e di agevole consultazione sui siti *internet* sia dei fornitori sia del GSE, nonché aggiornate su base annuale. Il GSE elabora le informazioni di cui al primo periodo e le trasmette al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ai fini del successivo inoltro alla Commissione europea.»;

f) dopo il comma 10 sono aggiunti i seguenti:

«10-bis. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa certificati secondo il sistema nazionale della certificazione di sostenibilità nell'ambito del sistema di scambio delle quote di emissione inquinanti (ETS 1 e 2) hanno un fattore di emissione pari a zero. Ulteriori sistemi nazionali della certificazione di sostenibilità di altri Stati membri per i quali è in vigore un accordo di mutuo riconoscimento tra i relativi sistemi nazionali nonché i sistemi volontari riconosciuti dalla Commissione Europea sono altresì ritenuti validi per dimostrare il rispetto della sostenibilità di cui al presente articolo, ai fini di cui al primo periodo e di cui al regolamento (UE) 2023/2405 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 ottobre 2023 e al regolamento (UE) 2023/1805 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023. Nel caso di avvalimento di incentivi o maggiorazioni è necessario che i biocarburanti ottenuti a partire dalle materie prime di cui all'allegato VIII, debbano essere prodotti in impianti situati all'interno del territorio dell'Unione europea. A tal fine nel certificato di sostenibilità o in allegato ad esso deve essere riportato il luogo di produzione e tale informazione deve essere sottoposta a controllo da parte dei medesimi organismi di certificazione operanti con lo schema volontario responsabile della certificazione delle partite. Inoltre, i biocarburanti usati nel settore marittimo devono rispettare le medesime specifiche tecniche previste nel caso di immissione nel settore dei trasporti stradali e tale informazione è sottoposta al medesimo controllo. Il fornitore di biocarburante operante sotto il controllo dello schema nazionale di sostenibilità, in caso di necessità di trattenimento del certificato di sostenibilità, ha facoltà di produrre un certificato sostitutivo di conformità alla sostenibilità per la catena di fornitura dei biocarburanti fino alla piena operatività della Banca dati unionale di cui all'articolo 47-bis del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199.

10-ter. Fermi restando gli obblighi derivanti dal sistema EU ETS di cui alla direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 ottobre 2003 e nel rispetto della normativa dell'Unione europea in materia di monitoraggio e rendicontazione delle emissioni, per i combustibili da biomassa derivanti da rifiuti nonché per il

combustibile solido secondario che abbia cessato la qualifica di rifiuto ai sensi del decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 14 febbraio 2013, n. 22, utilizzati nei forni per la produzione del clinker esclusivamente quale apporto termico al relativo processo produttivo e non destinati alla produzione di energia elettrica o termica da immettere in rete, non si applica l'obbligo di dimostrare il risparmio di emissioni di gas a effetto serra di cui all'articolo 42, comma 12, né la relativa verifica ai fini dell'articolo 43.».

Art. 23.

Inserimento dell'articolo 45-bis al decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. Dopo l'articolo 45 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, è aggiunto il seguente:

«Art. 45-bis (*Funzionalità di ricarica intelligente*). — 1. A partire dal 30 giugno 2026, al fine di garantire funzionalità di ricarica intelligente e di comunicazione diretta con i sistemi di misurazione intelligenti, tutti i punti di ricarica di potenza *standard*, nuovi e sostituiti, non accessibili al pubblico, installati sul territorio nazionale, sono certificati ai sensi dell'allegato X alla norma tecnica CEI 021.».

Art. 24.

Modifiche alla rubrica del titolo VI del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. Al decreto legislativo 8 novembre 2021, la rubrica del titolo VI è sostituita dalla seguente: «Informazione, formazione, garanzie di origine e tracciabilità».

Art. 25.

Modifiche all'articolo 46 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

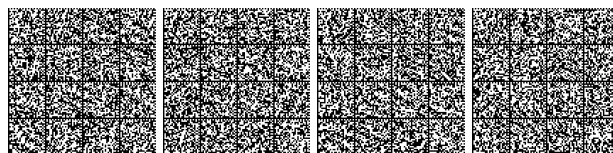
1. All'articolo 46 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 2:

1) all'alinea, le parole: «prodotto da fonti rinnovabili e» sono sostituite dalle seguenti: «prodotto da fonti rinnovabili, compresi i combustibili rinnovabili gassosi di origine non biologica. Tale quantità standard può essere suddivisa in una frazione, purché sia un multiplo di 1 Wh. La garanzia di origine»;

2) alla lettera c), dopo la parola: «produzione» sono aggiunte le seguenti: «che possono essere specificate secondo il periodo di regolazione degli sbilanciamenti per l'energia elettrica e su base oraria o sub-oraria negli altri casi»;

b) al comma 3, sono aggiunti, in fine, i seguenti periodi: «Sono altresì previste procedure di qualifica semplificate ai fini dell'emissione delle garanzie d'origine



relative alla produzione di energia da impianti di potenza inferiore a 50 kW e da impianti inseriti all'interno di configurazioni di comunità di energia rinnovabile. Per le procedure di cui al precedente periodo è altresì prevista l'applicazione di corrispettivi ridotti.»;

c) al comma 6, la lettera c) è sostituita dalla seguente:

«c) con riferimento agli impianti di produzione di biometano incentivati con meccanismi che prevedono il ritiro del biometano da parte del GSE e, conseguentemente, che il biometano prodotto non sia più nella disponibilità del medesimo produttore, le garanzie di origine sono emesse e contestualmente trasferite a titolo gratuito al GSE e vengono considerate nella disponibilità di quest'ultimo, che provvede ad assegnarle mediante procedure concorrenziali che prevedono la contestuale vendita del biometano e delle garanzie d'origine. Nel caso in cui non vi sia il ritiro da parte del GSE, le garanzie d'origine sono rilasciate al produttore che le commercializza insieme al biometano;»;

d) dopo il comma 6 è inserito il seguente:

«6-bis. I fornitori di gas immesso in reti di gas naturale o di idrogeno, compresi i combustibili rinnovabili gassosi di origine non biologica e il biometano, assicurano ai consumatori finali la tracciabilità della quota o della quantità di energia prodotta da fonti rinnovabili inclusa nel proprio mix energetico, come dichiarato nelle offerte commerciali anche rispettando quanto previsto all'articolo 47-bis, comma 6. A tal fine, i fornitori utilizzano garanzie di origine, che devono corrispondere all'energia rinnovabile oggetto dell'offerta. È fatto salvo l'utilizzo del mix energetico residuale nei casi di offerte non tracciate, nonché nei casi previsti dai commi 5 e 6. Quando un cliente consuma gas proveniente da una rete di idrogeno o di gas naturale, compresi i combustibili rinnovabili gassosi di origine non biologica e il biometano, come dimostrato nell'offerta commerciale del fornitore, le garanzie di origine annullate devono corrispondere alle pertinenti caratteristiche della rete. A tal fine, le caratteristiche della rete devono consentire l'immissione e il prelievo del gas rinnovabile.».

Art. 26.

Inserimento dell'articolo 47-bis al decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. Dopo l'articolo 47 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, è inserito il seguente:

«Art. 47-bis (Banca dati dell'Unione europea di cui all'articolo 31-bis della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018). — 1. Con uno o più decreti del direttore generale competente del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica sono stabilite le modalità di partecipazione obbligatoria alla banca dati dell'Unione europea di cui all'articolo 31-bis della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 da parte dei soggetti interessati.

2. I decreti di cui al comma 1 stabiliscono, nel rispetto delle esigenze di segretezza delle informazioni

commercialmente sensibili, le modalità di adempimento, da parte degli operatori economici interessati, all'obbligo di inserire nella banca dati di cui al medesimo comma le informazioni sulle transazioni effettuate e sulle caratteristiche di sostenibilità dei combustibili oggetto di tali transazioni, ivi comprese le emissioni di gas a effetto serra prodotte durante il loro ciclo di vita, a partire dal loro luogo di produzione fino al momento della loro immissione sul mercato dell'Unione, specificando altresì i dati sull'eventuale sostegno alla produzione di una specifica partita di combustibile e sul tipo di regime di sostegno. I fornitori di combustibile sono tenuti a inserire nella banca dati ogni informazione necessaria per verificare gli obiettivi di cui all'articolo 3, il soddisfacimento degli obblighi di cui ai commi 1, 1-bis e 3 e dell'articolo 39, ivi incluse quelle relative all'immissione e al prelievo di combustibili gassosi rinnovabili nella rete.

3. Il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, l'Agenzia delle dogane e dei monopoli, il GSE, il Comitato di cui all'articolo 39, comma 11, e, per le transazioni di cui al comma 4, l'ENAC, hanno accesso alla banca dati di cui al comma 1 per finalità di monitoraggio.

4. I fornitori di carburanti per aviazione sono tenuti a inserire nella banca dati di cui al comma 1 le informazioni di cui all'articolo 10 del regolamento (UE) 2023/2405 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 ottobre 2023.

5. I sistemi volontari o nazionali di cui all'articolo 43, comma 2, possono utilizzare sistemi di dati di terzi come intermediari per la raccolta delle informazioni e dei dati di cui al comma 2, previa notifica alla Commissione europea.

6. Al fine dell'inserimento nella banca dati di cui al comma 1 delle informazioni e dei dati di cui al comma 2, il sistema interconnesso del gas è considerato un unico sistema di equilibrio di massa ed è integrato da un sistema di garanzie d'origine. I decreti di cui al comma 1 definiscono le modalità mediante le quali le garanzie di origine sono immesse e annullate nella banca dati di cui al medesimo comma ai sensi e per gli effetti di cui all'articolo 31-bis, paragrafo 4, della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018.

7. Ferme restando le competenze dell'ENAC per le informazioni e i dati relativi ai carburanti per aviazione, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica assicura:

a) l'implementazione della banca dati di cui al comma 1 da parte dei soggetti interessati;

b) la supervisione del funzionamento della banca dati di cui al comma 1;

c) il caricamento iniziale dei fornitori di combustibili nella banca dati di cui al comma 1.

8. Il GSE, in qualità di responsabile del sistema nazionale della certificazione della sostenibilità di cui all'articolo 43, assicura:

a) le attività di interfaccia con l'Unione europea inerenti alla gestione, implementazione e monitoraggio della banca dati, anche attraverso l'integrazione delle in-



formazioni già detenute a livello nazionale nella banca dati dell'Unione europea;

b) il caricamento iniziale sulla banca dati dei dati identificativi degli operatori economici operanti nell'ambito del Sistema nazionale di certificazione e delle relative informazioni, nonché dei certificati di conformità dell'azienda;

c) la trasmissione al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, con cadenza annuale, dell'elenco dei fornitori di combustibili registrati nell'ambito delle banche dati in proprio possesso, al fine del caricamento nella banca dati di cui al comma 1;

d) la pubblicazione periodica dell'andamento del mercato dei biocarburanti immessi in consumo importati ed esportati, sulla base delle informazioni disponibili nella banca dati di cui al comma 1.

9. Entro quindici giorni dalla prima immissione in consumo, i fornitori di combustibili comunicano al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica l'inizio della propria attività, al fine di cui al comma 7, lettera c).

10. L'accuratezza e la completezza dei dati inseriti dagli operatori economici nella banca dati di cui al comma 1 sono verificati, anche a campione, dal GSE. Il GSE svolge i controlli ai sensi del primo periodo anche per il tramite degli Organismi di certificazione che operano nel quadro di sistemi volontari o nazionali. Ai fini di cui al presente comma, l'Agenzia delle dogane e dei monopoli mette a disposizione del GSE i dati in suo possesso finalizzati a individuare i fornitori di combustibili che non abbiano reso la dichiarazione di cui al comma 9, secondo le modalità stabilite nel decreto di cui al comma 1.

11. Alla copertura degli oneri derivanti dalle attività spettanti al GSE ai sensi del presente articolo si provvede mediante un corrispettivo posto in capo agli operatori economici obbligati, determinato con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica.»

Art. 27.

Modifiche all'articolo 48, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. All'articolo 48 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 1, dopo la lettera e), è aggiunta la seguente:

«e-bis) assicurare il monitoraggio della produzione e dell'uso, nel territorio nazionale, dell'idrogeno e derivati, inclusi i combustibili rinnovabili di origine non biologica. Il sistema di monitoraggio può estendersi ai dati relativi all'importazione ed esportazione dell'idrogeno e relativi derivati.»;

b) al comma 3, è aggiunto, in fine, il seguente periodo: «A tal fine, il GSE può predisporre archivi informatici contenenti informazioni sull'utilizzo e sul funzionamento di apparecchi e impianti.»;

c) al comma 4, dopo la lettera f) è aggiunta, in fine, la seguente:

«f-bis) fornire un quadro:

1) delle misure e dei regimi di sostegno relativi alle rinnovabili elettriche, ivi inclusi gli accordi di compravendita di cui all'articolo 28 e le configurazioni di autoconsumo di cui agli articoli 30 e 31, che concorrono al raggiungimento degli obiettivi di diffusione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili;

2) delle barriere che si frappongono al raggiungimento degli obiettivi di cui al numero 1), ivi incluse quelle relative ai regimi amministrativi di cui al decreto legislativo n. 190 del 2024 e all'uso efficiente della rete.»;

d) al comma 5, la parola: «un'unica» è sostituita dalle seguenti: «e aggiorna la», e dopo le parole: «piattaforma informatica» sono inserite le seguenti: «denominata "Piattaforma di Monitoraggio del PNIEC"».

Art. 28.

Modifiche all'allegato I del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. All'allegato I del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al paragrafo 1.:

1) la rubrica è sostituita dalla seguente: «Sezione A. Calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili»;

2) al punto 1., il periodo «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.» è sostituito dal seguente: «Con riguardo alle lettere a), b) o c), per il calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo, il gas e l'energia elettrica da fonti rinnovabili sono presi in considerazione una sola volta.»;

3) dopo il punto 1., sono aggiunti i seguenti:

«1-bis. L'energia prodotta a partire da combustibili rinnovabili di origine non biologica è contabilizzata nel settore energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento o trasporti in cui è consumata.

1-ter. Fatto salvo quanto previsto al punto 6., ai fini della quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo, sono conteggiati i combustibili rinnovabili di origine non biologica consumati nel territorio nazionale. Nel caso di specifici accordi di cooperazione, il calcolo di cui al primo periodo, può essere adeguato conteggiando i consumi dei combustibili rinnovabili di origine non biologica nello Stato membro in cui sono prodotti. Al fine di controllare che gli stessi combustibili rinnovabili di origine non biologica non siano conteggiati sia nello Stato membro in cui sono prodotti, sia nello Stato membro in cui sono consumati, e al fine di registrare il quantitativo conteggiato, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica notifica alla Commissione ogni



eventuale accordo di cooperazione siffatto tra l'Italia e altri Stati membri. Tale accordo di cooperazione include il quantitativo di combustibili rinnovabili di origine non biologica da conteggiare in totale e per ciascuno Stato membro, nonché il periodo in cui l'accordo di cooperazione è in vigore.»;

4) al punto 3., la parola: «comma» è sostituita con la seguente: «punto», le parole: «del presente paragrafo» sono sostituite dalle seguenti: «della presente sezione», dopo le parole: «e da comunità di energia rinnovabile» sono aggiunte le seguenti: «e l'energia elettrica da combustibili rinnovabili di origine non biologica», e dopo le parole: «pompatà a monte» sono aggiunte le seguenti: «e dell'energia elettrica utilizzata per produrre combustibili rinnovabili di origine non biologica»;

5) al punto 5., le parole: «al paragrafo 3», sono sostituite dalle seguenti: «alla sezione G.»;

6) al punto 6., la parola: «comma» è sostituita con la seguente: «punto» e le parole: «del presente paragrafo» sono sostituite dalle seguenti: «della presente sezione»;

7) al punto 8., la parola: «comma» è sostituita con la seguente: «punto» e le parole: «del presente paragrafo» sono sostituite dalle seguenti: «della presente sezione»;

8) al punto 9., la parola: «comma» è sostituita con la seguente: «punto» e le parole: «del presente paragrafo» sono sostituite dalle seguenti: «della presente sezione»;

9) al punto 10., la parola: «comma» è sostituita con la seguente: «punto», le parole: «del presente paragrafo», sono sostituite dalle seguenti: «dalla presente sezione», alla lettera a) le parole: «combustibili da biomassa» sono sostituite con la parola: «biogas», le parole: «liquidi gassosi da fonti» sono soppresse, le parole da «Tuttavia» fino a «a partire da fonti rinnovabili» sono sostituite dalle seguenti: «Ai fini del calcolo sono inclusi anche i combustibili rinnovabili forniti ai bunkeraggi marittimi internazionali»;

10) al punto 12., la parola: «comma» è sostituita con la seguente: «punto»;

11) al punto 15., la parola: «comma» è sostituita con la seguente: «punto»;

b) al paragrafo 2.:

1) la rubrica è sostituita dalla seguente: «Sezione B. Calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffrescamento»;

2) al punto 1., dopo la parola: «2020» sono inserite le seguenti: «espresso in termini di quota nazionale di consumo finale lordo di energia», le parole: «al paragrafo 1» sono sostituite da «alla sezione A», la parola: «comma» è sostituita dalla seguente: «punto», e le parole: «del presente paragrafo» sono sostituite dalle seguenti: «della presente sezione»;

3) il punto 2. è sostituito dal seguente: «2. Ai fini del punto 1. della presente sezione, è possibile:

a) conteggiare il calore e il freddo di scarto ai fini degli aumenti medi annui di cui all'articolo 3, comma 2, fino a un limite di 0,4 punti percentuali. L'aumento medio annuo, di cui all'articolo 3 comma 2, cresce della metà dei punti percentuali di calore e freddo di scarto con-

teggati fino a un limite superiore di 1,0 punto percentuale per il periodo dal 2021 al 2025 e di 1,3 punti percentuali per il periodo dal 2026 al 2030.

b) conteggiare l'energia elettrica da fonti rinnovabili utilizzata nel riscaldamento e raffrescamento ai fini dell'aumento medio annuo di cui all'articolo 3, comma 2, fino a un limite di 0,4 punti percentuali, a condizione che l'efficienza dell'unità di generazione di calore e di freddo sia superiore al 100 %. L'aumento medio annuo cresce della metà dei punti percentuali di energia elettrica da fonti rinnovabili fino a un limite superiore di 1,0 punto percentuale per il periodo dal 2021 al 2025 e di 1,3 punti percentuali per il periodo dal 2026 al 2030. Per il calcolo della quota di energia elettrica da fonti rinnovabili utilizzata nel riscaldamento e nel raffrescamento si utilizza la quota media di energia elettrica da fonti rinnovabili fornita nel loro territorio nei due anni precedenti.»;

c) dopo la Sezione B. sono aggiunte le seguenti:

«Sezione C. Calcolo della capacità installata da fonti rinnovabili innovative

1. Le tecnologie innovative da conteggiare ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3, comma 2-*quater*, includono: eolico off shore a fondazioni galleggianti, fotovoltaico galleggiante, fotovoltaico ad alta efficienza, idrogeno verde e celle a combustibili, il solare termodinamico, le energie marine e la geotermia avanzata.

Sezione D. Calcolo dell'obiettivo di energia rinnovabile nel consumo finale di energia negli edifici

1. Ai fini del calcolo della quota indicativa di cui all'articolo 3, comma 2-*bis*, sono conteggiate:

a) l'energia rinnovabile prodotta negli edifici e nelle loro vicinanze;

b) l'energia rinnovabile prelevata dalla rete;

c) il calore e il freddo di scarto, entro il limite massimo del 20% della suddetta quota. Qualora si proceda in tal senso, la quota nazionale indicativa è aumentata di una misura pari alla metà della percentuale di calore e freddo di scarto conteggiata ai fini di tale quota.

Sezione E. Calcolo dell'aumento della quota di fonti rinnovabili sul totale delle fonti energetiche usate a scopi finali energetici e non energetici nel settore dell'industria

1. Nel calcolo degli aumenti medi annui previsti all'articolo 3, comma 2-*ter*, può essere incluso il contributo derivante dal recupero di calore e freddo di scarto, fino a un massimo di 0,4 punti percentuali. Tale computo è ammesso esclusivamente quando il recupero avviene tramite sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti, escludendo le reti destinate all'approvvigionamento di un singolo edificio, quelle in cui l'energia termica è integralmente consumata in loco, e quelle in cui l'energia termica non è oggetto di vendita. Qualora si proceda in tal senso, l'aumento medio annuo, di cui all'arti-



colo 3, comma 2-ter, è incrementato di un valore pari alla metà dei punti percentuali attribuibili al calore e al freddo di scarto conteggiati;

d) al paragrafo 3. la rubrica è sostituita dalla seguente: «Sezione F. Formula di normalizzazione per il computo dell'elettricità da energia idraulica e da energia eolica»;

e) al paragrafo 4. la rubrica è sostituita dalla seguente: «Sezione G. Computo dell'energia prodotta dalle pompe di calore».

f) dopo la Sezione G è aggiunta la seguente:

«Sezione H. Calcolo della percentuale dei combustibili rinnovabili di origine non biologica usati a scopi finali energetici e non energetici rispetto all'idrogeno usato per scopi finali energetici e non energetici nell'industria.

1. Per il calcolo delle percentuali di cui all'articolo 11-bis, comma 1, si applicano le disposizioni seguenti:

a) per il calcolo del denominatore, si prende in considerazione il contenuto energetico dell'idrogeno per scopi finali energetici e non energetici, escluso:

i) l'idrogeno usato come prodotto intermedio per la produzione di carburanti convenzionali per il trasporto e biocarburanti;

ii) l'idrogeno prodotto dalla decarbonizzazione di gas industriale residuo e utilizzato per sostituire il gas specifico da cui è prodotto;

iii) l'idrogeno ottenuto come sottoprodotto o derivato da sottoprodotti negli impianti industriali;

b) per il calcolo del numeratore, si prende in considerazione il contenuto energetico dei combustibili rinnovabili di origine non biologica consumati nel settore dell'industria per scopi finali energetici e non energetici, escluso il combustibile rinnovabile di origine non biologica usato come prodotto intermedio per la produzione di carburanti convenzionali per il trasporto e di biocarburanti;

c) per il calcolo del numeratore e del denominatore sono utilizzati i valori relativi al contenuto energetico dei carburanti di cui all'allegato V.

Per il calcolo del contenuto energetico dei carburanti non inclusi nell'allegato V, si applicano le pertinenti norme europee per calcolare il potere calorifico dei carburanti, oppure se non sono state adottate norme europee a tal fine, essi si avvalgono delle pertinenti norme ISO.»;

Art. 29.

Modifiche all'ALLEGATO III del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. All'ALLEGATO III del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) la rubrica è sostituita dalla seguente: «Obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici»;

b) al paragrafo 1.:

1) la rubrica è sostituita dalla seguente: «Sezione A. Campo di applicazione»;

2) il punto 1. è sostituito dal seguente: «1. Il presente Allegato si applica agli edifici di nuova costruzione, agli edifici esistenti oggetto di ristrutturazioni importanti e agli edifici esistenti oggetto di interventi di ristrutturazione dell'impianto termico, e per i quali la richiesta del titolo edilizio è presentata decorsi centottanta giorni dall'entrata in vigore del presente decreto.»;

c) al paragrafo 2.:

1) la rubrica è sostituita dalla seguente: «Sezione B. Obblighi di utilizzo di impianti a fonti rinnovabili»;

2) il punto 1. è sostituito dal seguente: «1. Gli edifici di cui alla sezione A. sono progettati e realizzati in modo da garantire, tramite il ricorso ad impianti alimentati da fonti rinnovabili, il contemporaneo rispetto:

a) nel caso di edifici di nuova costruzione, della copertura del 60% dei consumi previsti per la produzione di acqua calda sanitaria e del 60% della somma dei consumi previsti per la produzione di acqua calda sanitaria, la climatizzazione invernale e la climatizzazione estiva;

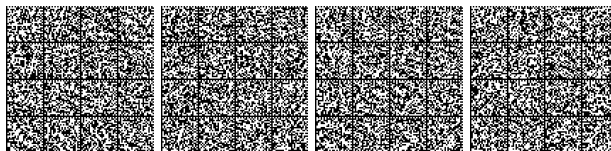
b) nel caso di edifici sottoposti a ristrutturazioni importanti di primo livello, ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015, come modificato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 28 ottobre 2025, della copertura del 40% dei consumi previsti per la produzione di acqua calda sanitaria e del 40% della somma dei consumi previsti per la produzione di acqua calda sanitaria, la climatizzazione invernale e la climatizzazione estiva;

c) nel caso di edifici sottoposti a ristrutturazioni importanti di secondo livello, ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015, come modificato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 28 ottobre 2025, della copertura del 15% della somma dei consumi previsti per la climatizzazione invernale e la climatizzazione estiva;

d) nel caso di edifici esistenti oggetto di interventi di ristrutturazione dell'impianto termico, ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015, come modificato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 28 ottobre 2025, della copertura del 15% della somma dei consumi previsti per la climatizzazione invernale e la climatizzazione estiva.»;

3) al punto 2., dopo le parole «con effetto Joule» sono aggiunte le seguenti: «, fatta eccezione per le unità immobiliari con classificazione energetica B o superiore»;

4) il punto 5. è sostituito dal seguente: «5. Per gli edifici pubblici, gli obblighi percentuali di cui al punto 1. della presente sezione sono maggiorati di ulteriori cinque punti percentuali e gli obblighi di cui al punto 3. della presente sezione sono incrementati del 10%.»;



5) il punto 6. è sostituito dal seguente: «6. A decorrere dal 1° gennaio 2026, gli obblighi di cui alla presente sezione sono rideterminati con cadenza almeno quinquennale, tenendo conto dell'evoluzione tecnologica.»;

d) al paragrafo 3. la rubrica è sostituita dalla seguente: «Sezione C. Caratteristiche e specifiche tecniche degli impianti»;

e) al paragrafo 4.:

1) la rubrica è sostituita dalla seguente: «Sezione D. Casi di impossibilità tecnica o di non convenienza economica di ottemperare all'obbligo»;

2) il punto 1. è sostituito dal seguente: «1. L'impossibilità tecnica o la mancata convenienza economica di ottemperare agli obblighi di integrazione di cui al presente Allegato è evidenziata dal progettista nella relazione di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo 4 agosto 2005, n. 192, e dettagliata esaminando la non fattibilità di tutte le diverse opzioni tecnologiche disponibili. Nei casi in cui la suddetta relazione non sia dovuta, il progettista comunica tali informazioni al Comune, secondo le modalità da esso individuate.»;

3) al punto 2. dopo le parole: «Nei casi di cui al punto 1.» sono inserite le seguenti: «per gli edifici nuovi o per gli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazione importante di primo livello.»;

4) al punto 3. le parole: «(2019/21)» sono soppresse, dopo le parole: «delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici» sono inserite le seguenti: «e successive modificazioni e integrazioni», le parole: «nella tabella 7 di» sono sostituite dalla seguente: «da», e le parole: «in corrispondenza dei parametri vigenti per gli anni 2019/2021» sono soppresse;

f) al paragrafo 5. la rubrica è sostituita dalla seguente: «Sezione E. Modalità di verifica».

Art. 30.

Modifiche all'ALLEGATO IV del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. All'ALLEGATO IV del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al paragrafo 1.:

1) la rubrica è sostituita dalla seguente: «Sezione A. Requisiti minimi per gli impianti che non accedono ad incentivi»;

2) al punto 1. sono aggiunte, in fine, le seguenti parole: «e successive modifiche e integrazioni, o la normativa di riferimento europea in materia di *ecodesign* ove più stringente»;

il paragrafo 2. è sostituito dal seguente:

«Sezione B. Requisiti minimi per gli impianti che accedono ad incentivi

1. Per interventi di installazione di generatori quali pompe di calore, impianti alimentati a biomassa, sistemi ibridi e impianti solari termici nel caso in cui l'impianto solare sia stato realizzato ai fini di una copertura parziale del fabbisogno di climatizzazione invernale, sono

installate valvole termostatiche a bassa inerzia termica (o altra regolazione di tipo modulante agente sulla portata) su tutti i corpi scaldanti a esclusione:

a) dei locali in cui l'installazione di valvole termostatiche o altra regolazione di tipo modulante agente sulla portata sia dimostrata inequivocabilmente non fattibile tecnicamente nel caso specifico (cfr: decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015, come modificato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 28 ottobre 2025 concernente le metodologie di calcolo della prestazione energetica e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici);

b) dei locali in cui è installata una centralina di termoregolazione con dispositivi modulanti per la regolazione automatica della temperatura ambiente (cfr: decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015, come modificato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 28 ottobre 2025 concernente le metodologie di calcolo della prestazione energetica e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici). In caso di impianti al servizio di più locali, è possibile omettere l'installazione di elementi di regolazione di tipo modulante agenti sulla portata esclusivamente sui terminali di emissione situati all'interno dei locali in cui è presente una centralina di termoregolazione, anche se questa agisce, oltre che sui terminali di quel locale, anche sui terminali di emissione installati in altri locali;

c) degli impianti di climatizzazione invernale progettati e realizzati con temperature medie del fluido termovettore inferiori a 45°C.

2. Pompe di calore

Sono ammessi interventi volti alla produzione di energia termica per la climatizzazione invernale eventualmente abbinati alla produzione di acqua calda sanitaria. Sono ammessi interventi volti, anche in parte, alla produzione di calore per processi industriali, artigianali, agricoli, per il riscaldamento di piscine o di componenti dei centri benessere.

Per le pompe di calore l'accesso agli incentivi è consentito a condizione che tali impianti soddisfino i requisiti di seguito indicati.

2.1 Pompe di calore elettriche

Per le pompe di calore elettriche l'efficienza energetica del riscaldamento stagionale ($\eta_{s\%}$) e lo SCOP devono essere almeno pari ai valori requisiti minimi di ecoprogettazione dei regolamenti di prodotto *ecodesign*, calcolati in zona climatica "average" e stabiliti in funzione del tipo di prodotto e di applicazione. La prestazione delle pompe di calore deve essere dichiarata e garantita dal costruttore sulla base di prove effettuate in conformità alla UNI EN 14825, come previsto dalle regolamentazioni *Ecodesign* vigenti ed eventuali successive modifiche e integrazioni.



	Tipo di pompa di calore Ambiente esterno/interno	Efficienza stagionale minima ecodesign $\eta_s\%$	SCOP minimo ecodesign	COP minimo ecodesign	Denominazione commerciale
Reg. 206/2012	aria/aria ≤ 12 kW	149 134 GWP<150	3,8 3,42		Split/multisplit
				2,60 2,34 GWP ≤ 150	Fixed double duct
Reg. 2281/2016	aria/aria >12 kW	137	3,5		VRF/VRV
		125	3,2		Rooftop
Reg. 2281/2016	acqua/aria	137	3,625		Acqua/aria
Reg. 813/2013	aria/acqua	110	2,825		aria/acqua – acqua/acqua
	acqua/acqua	110	2,95		
	aria/acqua a bassa temperatura	125	3,2		
	acqua/acqua a bassa temperatura	125	3,325		

Tabella 1- Requisiti minimi Ecodesign per pompe di calore elettriche

	Tipo di pompa di calore Ambiente esterno/interno	Efficienza stagionale minima ecodesign $\eta_s\%$	SCOP minimo ecodesign	Denominazio ne commerciale
Reg. 206/2012	salamoia/aria ≤ 12 kW	149 134 GWP<150	3,8 3,42	salamoia/acqu a
Reg. 2281/2016	salamoia/aria >12 kW	137	3,625	
Reg. 813/2013	salamoia/acqua	110	2,825	
	salamoia/acqua a bassa temperatura	125	3,2	

Tabella 2- Requisiti minimi Ecodesign per pompe di calore geotermiche

2.2 Pompe di calore a gas

Per tali tipologie di impianti:

a) l'efficienza media stagionale $\eta_s\%$ deve essere almeno pari ai valori requisiti minimi di ecoprogettazione dei regolamenti di prodotto ecodesign, calcolati in zona climatica “average” e stabiliti in funzione del tipo di prodotto e di applicazione, secondo quanto indicato in tabella 3.



	Tipo di pompa di calore Ambiente esterno/interno	Efficienza stagionale minima ecodesign ηs%	SPER minimo ecodesign	Denominazio ne commerciale
Reg. 2281/2016	aria/aria	130	1,33	split/multisplit VRF/VRV
Reg. 2281/2016	acqua/aria	130	1,33	acqua/aria
	salamoia/aria	130	1,33	salamoia/aria
Reg. 813/2013	aria/acqua – acqua/acqua	110	1,13	aria/acqua – acqua/acqua
	aria/acqua – acqua/acqua a bassa temperatura	125	1,28	
	Salamoia/acqua	125	1,28	salamoia/acqua

Tabella 3- Requisiti minimi Ecodesign per pompe di calore a gas

La prestazione delle pompe di calore deve essere dichiarata e garantita dal costruttore sulla base di prove effettuate in conformità alle seguenti norme, restando fermo che al momento della prova le pompe di calore devono funzionare a pieno regime, nelle condizioni indicate nelle tabelle 1, 2 e 3 sopra riportate:

UNI EN 12309-2015: per quanto riguarda le pompe di calore a gas ad assorbimento

(valori di prova sul p.c.i.);

UNI EN 16905 per quanto riguarda le pompe di calore a gas a motore endotermico;

b) nel caso di pompe di calore a gas ad assorbimento, le emissioni in atmosfera di ossidi di azoto (NO_x espressi come NO_2), dovute al sistema di combustione, devono essere calcolati in conformità alla vigente normativa europea e devono essere inferiori a 120 mg/kWh

(valore riferito all'energia termica prodotta);

c) nel caso di pompe di calore a gas con motore a combustione interna, le emissioni in atmosfera di ossidi di azoto (NO_x espressi come NO_2), dovute al sistema di combustione, devono essere calcolati in conformità alla vigente normativa europea e devono essere inferiori a 240 mg/kWh (valore riferito all'energia termica prodotta).

Dovrà essere inoltre fornita adeguata dimostrazione che l'impianto realizzato provveda ad asservire le medesime utenze.

3. Generatori di calore alimentati da biomassa
Sono ammessi agli incentivi:

esclusivamente i generatori di calore alimentati con biomassa in possesso della certificazione ambientale di cui al decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 7 novembre 2017 n. 186,

ove applicabile, rilasciata da un organismo notificato, con conseguimento della classe di qualità 5 stelle o superiore;

esclusivamente i generatori di calore alimentati con biomassa installati in sostituzione di generatori di calore a biomassa, a carbone, a olio combustibile o a gasolio per la climatizzazione invernale degli edifici, incluse le serre esistenti e i fabbricati rurali esistenti. Fatta salva la possibilità delle Regioni di limitare l'applicazione della fattispecie nel rispetto dell'articolo 3-*quiquies* del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, in deroga al periodo precedente:

i. sono ammessi agli incentivi i casi di sostituzione di generatori di calore alimentati a GPL o a gas naturale, solo se i generatori alimentati con biomassa installati assicurano emissioni di particolato primario (PP 10) non superiori a 1 mg/Nm³;

ii. esclusivamente per gli interventi effettuati nelle aree non metanizzate dalle aziende agricole e dalle imprese operanti nel settore forestale, è ammessa agli incentivi la sostituzione di generatori di calore alimentati a GPL con generatori di calore alimentati a biomassa che abbiano requisiti tali da ottenere una riduzione percentuale delle emissioni di particolato primario di almeno il 50% rispetto ai valori previsti dal DM 186/2017 per la classe 5 stelle.

interventi volti alla produzione di energia termica per la climatizzazione invernale, eventualmente abbinati alla produzione di acqua calda sanitaria, o volti, anche in parte, alla produzione di calore per processi industriali, artigianali, agricoli, per il riscaldamento di piscine o di componenti dei centri benessere o interventi di sostituzione dei generatori di calore installati presso le centrali termiche a servizio di impianti di teleriscaldamento.

È richiesta, per tutti gli impianti a biomassa che accedono agli incentivi, almeno una manutenzione bien-



nale obbligatoria per tutta la durata dell'incentivo, svolta da parte di soggetti che presentino i requisiti professionali previsti dall'articolo 15 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28. La manutenzione dovrà essere effettuata sul generatore di calore e sulla canna fumaria. Il soggetto che presenta richiesta di incentivo deve conservare, per tutta la durata dell'incentivo stesso, gli originali dei certificati di manutenzione. Tali certificati possono altresì essere inseriti nei Catasti informatizzati costituiti presso le Regioni o nel libretto di impianto.

Ai fini dell'accesso agli incentivi è richiesto, inoltre, il rispetto dei requisiti di cui alle successive lettere da *a)* a *e)* oppure, ove esistenti, i più restrittivi vincoli e limiti fissati da norme regionali.

a) Per le caldaie a biomassa di potenza termica nominale inferiore o uguale a 500 kW_t:

i. certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 303- 5, classe 5;

ii. rendimento termico utile non inferiore a $87\% + \log(P_n)$ dove P_n è la potenza nominale dell'apparecchio;

iii. obbligo di installazione di un sistema di accumulo termico dimensionato prevedendo un volume di accumulo non inferiore a 20 dm³/kW_t;

iv. il pellet utilizzato deve essere certificato da un organismo di certificazione accreditato che ne certifichi la conformità alla norma UNI EN ISO 17225-2 ivi incluso il rispetto delle condizioni previste dall'allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, lettera *d)* alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni. Nel caso delle caldaie potrà essere utilizzato solo pellet appartenente alla classe di qualità per cui il generatore è stato certificato, oppure pellet appartenente a classi di miglior qualità rispetto a questa. In tutti i casi la documentazione fiscale dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice di identificazione rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore del pellet;

v. possono altresì essere utilizzate altre biomasse combustibili purché previste tra quelle indicate dall'allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni, nonché bricchette di legno, cippato e legna certificati da un organismo di certificazione accreditato che ne certifichi la conformità alle norme tecniche di riferimento UNI EN 17225 3-4-5.

b) Per le caldaie a biomassa di potenza termica nominale superiore a 500 kW_t e inferiore o uguale a 2.000 kW_t:

i. rendimento termico utile non inferiore al 92% attestato da una dichiarazione del produttore del generatore nella quale deve essere indicato il tipo di combustibile utilizzato;

ii. emissioni in atmosfera non superiori a quanto riportato nella tabella 14, come certificate da un

laboratorio accreditato secondo la norma EN ISO/IEC 17025 misurate in sede di impianto, con indicazione del biocombustibile utilizzato. Qualora il generatore risulti certificato ai sensi della norma EN 303-5, l'estratto del Test Report o il Certificato Ambientale, rilasciato dall'Organismo notificato, sostituisce la prova in opera del generatore;

iii. obbligo di presenza di un sistema di abbattimento del particolato primario, non del tipo a gravità, integrato o esterno al corpo del generatore. La configurazione di installazione deve garantire, in tutti i casi, una disponibilità maggiore o uguale al 90%, ovvero il sistema di abbattimento deve essere attivo per più del 90% delle ore di funzionamento del generatore. Il responsabile dell'impianto deve conservare i dati relativi alle ore di funzionamento del sistema di abbattimento suddetto e del generatore, registrati dai sistemi di regolazione e controllo, e li mette a disposizione del GSE in caso di controllo;

iv. il pellet utilizzato deve essere certificato da un organismo di certificazione che ne certifichi la conformità alla norma UNI EN ISO 17225-2 ivi incluso il rispetto delle condizioni previste dall'allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, lettera *d)* alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni. Nel caso delle caldaie potrà essere utilizzato solo pellet appartenente alla classe di qualità per cui il generatore è stato certificato, oppure pellet appartenente a classi di miglior qualità rispetto a questa. In tutti i casi la documentazione fiscale dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice di identificazione rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore del pellet;

v. possono altresì essere utilizzate altre biomasse combustibili purché previste tra quelle indicate dall'allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni, nonché bricchette di legno, cippato e legna certificati da un organismo di certificazione accreditato che ne certifichi la conformità alle norme tecniche di riferimento UNI EN 17225 3-4-5;

vi. per le caldaie automatiche prevedendo comunque un volume di accumulo, tale da garantire un'adeguata funzione di compensazione di carico, con l'obiettivo di minimizzare i cicli di accensione e spegnimento, secondo quanto indicato dal progettista. Nel caso in cui non sia tecnicamente fattibile, tali fattori limitativi dovranno essere opportunamente evidenziati nella relazione tecnica di progetto.

c) Per le stufe ed i termocamini a pellet:

i. certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 16510: 2023, ovvero alla norma UNI EN 14785 per i test eseguiti fino al 9 novembre 2025, salvo successive proroghe, corrispondente al termine del periodo transitorio in cui è prevista la coesistenza delle citate norme;

ii. il pellet utilizzato deve essere certificato da un organismo di certificazione che ne certifichi la conformità alla norma UNI EN ISO 17225-2 ivi incluso



il rispetto delle condizioni previste dall'allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, lettera d) alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni.

d) Per i termocamini a legna:

i. siano installati esclusivamente in sostituzione di camini o termocamini, sia a focolare aperto che chiuso, o stufe a legna, indipendentemente dal fluido termovettore;

ii. certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 16510: 2023, ovvero alla norma UNI EN 13229 per i test eseguiti fino al 9 novembre 2025, salvo successive proroghe, corrispondente al termine del periodo transitorio in cui è prevista la coesistenza delle citate norme;

iii. la legna utilizzata deve essere certificata secondo la UNI EN 17225 - 5. Possono altresì essere utilizzate altre biomasse combustibili purché previste tra quelle indicate dall'allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni, nonché bricchette di legno certificate da un organismo di certificazione accreditato che ne certifichi la conformità alle norme tecniche di riferimento UNI EN 17225 - 3.

e) Per le stufe a legna:

i. certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 16510: 2023, ovvero alla norma UNI EN 13240 per i test eseguiti fino al 9 novembre 2025, salvo successive proroghe, corrispondente al termine del periodo transitorio in cui è prevista la coesistenza delle citate norme;

ii. la legna utilizzata deve essere certificata secondo la UNI EN 17225 - 5. Possono altresì essere utilizzate altre biomasse combustibili purché previste tra quelle indicate dall'allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni, nonché bricchette di legno certificate da un organismo di certificazione accreditato che ne certifichi la conformità alle norme tecniche di riferimento UNI EN 17225.

4. Solare termico e solar cooling

Per impianti solari termici e di *solar cooling*, l'accesso agli incentivi è consentito se:

a) i collettori solari sono in possesso della certificazione *Solar Keymark*;

b) in alternativa, per gli impianti solari termici prefabbricati del tipo *factory made*, la certificazione di cui al punto a) relativa al solo collettore può essere sostituita dalla certificazione *Solar Keymark* relativa al sistema;

c) i collettori solari hanno valori di produttività specifica, espressa in termini di energia solare annua prodotta per unità di superficie lorda A_G , o di superficie degli specchi primari per i collettori lineari di Fresnel, e calcolata a partire dal dato contenuto nella certificazione *Solar Keymark* (o equivalentemente nell'attestazione

rilasciata da ENEA per i collettori a concentrazione) per una temperatura media di funzionamento di 50°C, superiori ai seguenti valori minimi:

nel caso di collettori piani: maggiore di 300 kWh/m² anno, con riferimento alla località Würzburg;

nel caso di collettori sottovuoto e collettori a tubi evacuati: maggiore di 400 kWh/m² anno, con riferimento alla località Würzburg;

nel caso di collettori a concentrazione: maggiore di 550 kWh/m² anno, con riferimento alla località Atene;

d) per gli impianti solari termici prefabbricati per i quali è applicabile solamente la UNI EN 12976, la produttività specifica, in termini di energia solare annua prodotta Q_L per unità di superficie di apertura A_a , misurata secondo la norma UNI EN 12976-2 con riferimento al valore di carico giornaliero, fra quelli disponibili, più vicino, in valore assoluto, al volume netto nominale dell'accumulo del sistema solare prefabbricato, e riportata sull'apposito rapporto di prova (test report) redatto da un laboratorio accreditato, deve rispettare almeno uno dei seguenti valori:

maggiore di 400 kWh/m² anno, con riferimento alla località Würzburg;

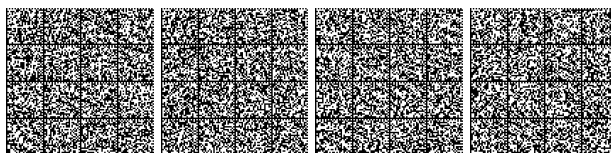
e) i collettori solari e i bollitori impiegati sono garantiti per almeno cinque anni. In caso di installazione di collettori solari termici per la produzione di calore in processi industriali, artigianali, agricoli (coltivazione/allevamento) o per il riscaldamento di piscine, per cui risulti essere non necessario un sistema di accumulo termico (bollitore), i requisiti relativi alla garanzia di tale componente vengono meno. L'asseverazione, o la dichiarazione del Soggetto Responsabile, da presentare al GSE insieme con la richiesta di concessione degli incentivi, dovrà essere corredata da una relazione tecnica, indipendentemente dalla taglia del nuovo campo solare installato, che giustifichi la non indispensabilità del sistema di accumulo termico, specificando, anche attraverso elaborati grafici e schemi a blocchi dell'impianto, le caratteristiche tecniche del processo e dell'impianto;

f) l'installazione dell'impianto è stata eseguita in conformità ai manuali di installazione dei principali componenti;

g) per i collettori solari a concentrazione per i quali non è possibile l'ottenimento della certificazione *Solar Keymark*, la certificazione di cui al punto a) è sostituita da un'approvazione tecnica rilasciata dall'ENEA;

h) per i soli impianti di *solar cooling*, il rapporto tra i metri quadrati di superficie solare lorda (espressa in metri quadrati) e la potenza frigorifera (espressa in kW_f) è maggiore di 2; in ogni caso, tale rapporto non potrà superare il valore di 2,75;

i) per le macchine frigorifere DEC, la superficie minima solare lorda installata dei collettori deve essere di 8 m² ogni 1.000 m³/ora di aria trattata; in ogni caso, la superficie solare lorda dei collettori installata ogni 1.000 m³/ora di aria trattata non potrà superare il valore di 10.



Il requisito di cui alla lettera *i*) non è richiesto per impianti di sola produzione di acqua calda sanitaria, di calore di processo e per le reti di teleriscaldamento.

5. Scaldacqua a pompa di calore

Per le pompe di calore dedicate alla sola produzione di acqua calda sanitaria è richiesta l'appartenenza alla classe A di efficienza energetica di prodotto o superiore, maturata secondo il regolamento delegato (UE) 812/2013.

6. Sistemi ibridi factory made a pompa di calore Al fine dell'ammissibilità agli incentivi:

il rapporto tra la potenza termica utile della pompa di calore e la potenza termica utile della caldaia deve essere minore o uguale a 0,5;

la pompa di calore deve rispettare i requisiti tecnici di cui al paragrafo 2;

la caldaia deve essere di tipologia a condensazione e rispettare i requisiti tecnici di soglia minimi consentiti di cui alla tabella 4.

7. Sistemi bivalenti

Al fine dell'ammissibilità agli incentivi la pompa di calore deve rispettare i requisiti tecnici di cui al paragrafo 2. Si applicano, inoltre, i seguenti requisiti specifici.

7.1 Pompe di calore bivalenti

Al fine dell'ammissibilità agli incentivi:

la caldaia deve essere di tipologia a condensazione e rispettare i requisiti tecnici di soglia minimi consentiti di cui alla tabella 4;

la pompa di calore deve assolvere alle funzioni in carico al generatore sostituito, di riscaldamento e, se prevista, di produzione di acqua calda sanitaria;

nel caso di impianto autonomo, il sistema di termoregolazione deve appartenere alle classi V, VI, VII oppure VIII della comunicazione della Commissione 2014/C 207/02. Nel caso di impianto di riscaldamento centralizzato destinato a una pluralità di utenze, è prescritta l'adozione di un gruppo termoregolatore in grado di riprodurre gli stessi effetti delle classi sopra indicate, utilizzando una configurazione adatta ad un sistema centralizzato più complesso tra cui il controllo sulla temperatura di mandata e/o ritorno del fluido termovettore e il rilevamento della temperatura esterna;

il fabbricante della pompa di calore dovrà fornire una dichiarazione di compatibilità tra la stessa e il generatore secondario, indicando le caratteristiche tecniche minime affinché i due apparecchi possano interagire efficacemente per l'ottimizzazione dei consumi e delle prestazioni energetiche e funzionali, individuando una lista di modelli di generatori supplementari in grado di funzionare con la specifica pompa di calore;

deve essere presente un sistema di controllo e regolazione in grado di ottimizzare il funzionamento preferenziale della pompa di calore rispetto al generatore secondario;

se la pompa di calore e la caldaia sono di fabbricanti diversi, il sistema deve essere asseverato da un tecnico abilitato che ne garantisca la compatibilità con l'impianto esistente, il dialogo tra i due apparecchi che costituiscono il sistema, la compatibilità tra apparecchi e la funzionalità e sicurezza dell'intero impianto. L'asseverazione deve contenere la relazione tecnica ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015, come modificato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 28 ottobre 2025 e successive modifiche e integrazioni.

7.2 Pompe di calore «add on»

Al fine dell'ammissibilità agli incentivi:

la caldaia deve essere di età non superiore a 5 anni, e rispettare i requisiti tecnici di soglia minimi consentiti di cui alla tabella 4;

la pompa di calore deve essere esclusivamente della tipologia aria-acqua oppure acqua-acqua;

la pompa di calore deve essere esclusivamente della tipologia aria-aria, nel caso in cui l'edificio oggetto di intervento sia soggetto a vincoli architettonici;

nel caso di impianto autonomo, il sistema di termoregolazione deve appartenere alle classi V, VI, VII oppure VIII della comunicazione della Commissione 2014/C 207/02. Nel caso di impianto di riscaldamento centralizzato destinato a una pluralità di utenze, è prescritta l'adozione di un gruppo termoregolatore in grado di riprodurre gli stessi effetti delle classi sopra indicate, utilizzando una configurazione adatta ad un sistema centralizzato più complesso tra cui il controllo sulla temperatura di mandata e/o ritorno del fluido termovettore e il rilevamento della temperatura esterna;

il fabbricante della pompa di calore dovrà fornire una dichiarazione di compatibilità tra la stessa e il generatore secondario, indicando le caratteristiche tecniche minime affinché i due apparecchi possano interagire efficacemente per l'ottimizzazione dei consumi e delle prestazioni energetiche e funzionali, individuando una lista di modelli di generatori supplementari in grado di funzionare con la specifica pompa di calore;

deve essere presente un sistema di controllo e regolazione in grado di ottimizzare il funzionamento preferenziale della pompa di calore rispetto al generatore secondario;

se la pompa di calore e la caldaia sono di fabbricanti diversi, il sistema deve essere asseverato da un tecnico abilitato che ne garantisca la compatibilità con l'impianto esistente, il dialogo tra i due apparecchi che costituiscono il sistema, la compatibilità tra apparecchi e la funzionalità e sicurezza dell'intero impianto. L'asseverazione deve contenere la relazione tecnica ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015, come modificato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 28 ottobre 2025 e successive modifiche e integrazioni.



Tipologia di intervento		Requisiti tecnici di soglia per la tecnologia
Articolo 8, comma 1, lettera b)	Caldaia a condensazione a gas operante nell'ambito di un sistema ibrido/bivalente	$\eta_s^* > 90\%$, per apparecchi aventi $P_n < 400$ kW; $\eta_{100}^* > 98\%$ per apparecchi aventi $P_n > 400$ kW Misurati secondo la norma EN 15502-1
	Caldaia a biomassa operante nell'ambito di un sistema ibrido/ bivalente	Rispetto dei requisiti di cui al paragrafo 3.2

Tabella 4- Requisiti tecnici di soglia minimi consentiti per l'accesso agli incentivi

(*) η_s è riferito al PCS, come previsto da Reg. 813/2013/UE; η_{100} è riferito al PCI, come previsto da EN 15502-1.

8. Interventi di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con l'allaccio a sistemi di teleriscaldamento efficienti

Sono ammessi gli interventi di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con l'allaccio a sistemi di teleriscaldamento efficienti e ricadenti nelle reti di teleriscaldamento censite nella specifica «Anagrafica territoriale teleriscaldamento e teleraffrescamento» istituita dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente mediante deliberazione 574/2018/R/tlr.

9. Interventi di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con impianti utilizzanti microcogeneratori alimentati da fonti rinnovabili

Gli interventi di sostituzione totale o parziale di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale utilizzanti microcogeneratori oltre a garantire l'assenza di dissipazioni termiche, variazioni del carico, regolazioni della potenza elettrica, rampe di accensione e spegnimento di lunga durata, altre situazioni di funzionamento modulabile che determinano variazioni del rapporto energia elettrica/energia termica, devono garantire un risparmio di energia primaria (PES), almeno pari al 10%. Tutta l'energia termica prodotta dovrà essere utilizzata per soddisfare la richiesta termica per la climatizzazione degli ambienti, la produzione di acqua calda sanitaria. L'ammissione agli incentivi è subordinata all'alimentazione dell'impianto da fonti rinnovabili quali, a titolo esemplificativo biomassa, biogas, bioliquidi e con potenza del microcogeneratore < 50 kWe.

L'ammissione agli incentivi è subordinata alla trasmissione della certificazione del produttore dell'unità di microgenerazione che attesti il rispetto dei requisiti sopra richiamati e dell'asseverazione contenente la stima del PES calcolato sulla base dei carichi termici ed elettrici. Per gli interventi di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con impianti utilizzanti microcogeneratori è ammissibile anche la sostituzione funzionale, intesa come intervento di installazione di un nuovo generatore presso un impianto termico esistente, al fine di provvedere ad alimentare le medesime utenze del generatore precedentemente installato, senza provvedere ad effettuarne la rimozione.».

Art. 31.

Modifiche all'ALLEGATO V del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. All'ALLEGATO V del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, alla voce «ETBE (etil-eter ottenuto da bioetanolo)» sono apportate le seguenti modificazioni:

a) alla seconda colonna, le parole: «36 (di cui il 37 % da fonti rinnovabili)» sono sostituite dalle seguenti: «36 (di cui il 33 % da fonti rinnovabili)»;

b) alla terza colonna, le parole: «27 (di cui il 37 % da fonti rinnovabili)» sono sostituite dalle seguenti: «27 (di cui il 33 % da fonti rinnovabili)».

Art. 32.

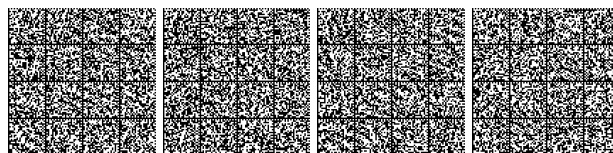
Modifiche all'ALLEGATO VI del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. All'ALLEGATO VI del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) Alla sezione C. Metodologia di calcolo delle emissioni di gas ad effetto serra, Parte B. Calcolo delle emissioni di gas ad effetto serra durante il ciclo di vita, Punto 3. Precisazioni formula di cui al punto 1, sono apportate le seguenti modificazioni:

1) la lettera b) è sostituita dalla seguente: «b) Esca: riduzioni delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola

Ai fini del calcolo di cui al punto 1, lettera a), le riduzioni di emissioni di gas a effetto serra grazie a una migliore gestione agricola, esca, come il passaggio a una ridotta aratura o a una semina senza aratura, a colture migliorate e alla rotazione delle colture, all'uso di colture di copertura, compresa la gestione dei residui delle colture, e all'uso di ammendanti organici, come ad esempio compost e digestato della fermentazione del letame, sono prese in considerazione solo se non rischiano di incidere negativamente sulla biodiversità. Devono inoltre essere forniti elementi di prova attendibili e verificabili del fatto



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 delle emissioni laddove tali pratiche determinino un aumento dell'uso di fertilizzanti e erbicidi. 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.»;

2) la lettera *h*) è sostituita dalla seguente: «*h*) eccr: riduzione di emissioni da cattura e sostituzione di CO₂

La riduzione di emissioni da cattura e sostituzione di CO₂, e_{ccr} , è direttamente collegata alla produzione dei biocarburanti o bioliquidi alla quale è attribuita, ed è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura della CO₂ il cui carbonio proviene dalla biomassa e che viene usato per sostituire la CO₂ derivata da carburanti fossili nella produzione di prodotti e servizi commerciali prima del 1° gennaio 2036.»;

3) la lettera *l*) è sostituita dalla seguente: «*l*) allocazione in caso di produzione contemporanea di più prodotti

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 CH₄ e N₂O, 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 di quanto previsto alla lettera *i*). Ai fini dei calcoli, le emissioni da dividere sono: $e_{ec} + e_1 + e_{sca} +$ le frazioni di e_p , e_{id} , e_{ccs} , 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 che non sono contemplati tra quelli riportati in precedenza. I co-prodotti il cui contenuto energetico è negativo sono considerati aventi un contenuto energetico pari a zero ai fini del calcolo. In linea

generale, rifiuti e residui, compresi tutti i rifiuti e i residui inclusi nell'allegato IX, 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 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 è la raffineria.».

Art. 33.

Modifiche all'ALLEGATO VII del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. All'ALLEGATO VII del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) Alla sezione B Metodologia di calcolo delle emissioni di gas ad effetto serra, Parte B. Calcolo delle emissioni di gas ad effetto serra durante il ciclo di vita, Punto 3. Precisazioni formula di cui al punto 1, sono apportate le seguenti modificazioni:

1) la lettera *b*) è sostituita dalla seguente: «*b*) Esca: riduzioni delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola

Ai fini del calcolo di cui al punto 1, lettera *a*), le riduzioni di emissioni di gas a effetto serra grazie a una migliore gestione agricola, esca, come il passaggio a una ridotta aratura o a una semina senza aratura, a colture migliorate e alla rotazione delle colture, all'uso di colture di copertura, compresa la gestione dei residui delle colture, e all'uso di ammendanti organici, come ad esempio compost e digestato della fermentazione del letame, sono prese in considerazione solo se non rischiano di incidere negativamente sulla biodiversità. Devono inoltre essere forniti elementi di prova attendibili e verificabili del fatto 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 delle emissioni laddove tali pratiche determinino un aumento dell'uso di fertilizzanti e erbicidi. 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.»;

2) la lettera *h*) è sostituita dalla seguente: «*h*) eccr: riduzione di emissioni da cattura e sostituzione di CO₂

La riduzione di emissioni da cattura e sostituzione di CO₂, e_{ccr} , è direttamente collegata alla produzione di combustibili da biomassa alla quale è attribuita, ed è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura della CO₂ il cui carbonio proviene dalla biomassa e che viene usato



per sostituire la CO₂ derivata da carburanti fossili nella produzione di prodotti e servizi commerciali prima del 1° gennaio 2036.»;

3) la lettera l) è sostituita dalla seguente: «l) allocazione in caso di produzione contemporanea di più prodotti

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 CH₄ e N₂O, 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 di quanto previsto alla lettera i). Ai fini dei calcoli, le emissioni da dividere sono: $e_{ec} + e_{sc} + e_{td}$ e le frazioni di e_p , e_{td} , e_{ccs} , e_{cgr} 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 del biogas e del biometano, ai fini di tale calcolo sono presi in considerazione tutti i co-prodotti che non sono contemplati tra quelli riportati in precedenza. I co-prodotti il cui contenuto energetico è negativo sono considerati aventi un contenuto energetico pari a zero ai fini del calcolo. In linea generale, rifiuti e residui, compresi tutti i rifiuti e i residui inclusi nell'allegato IX, 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 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 è la raffineria.».

Art. 34.

Modifiche all'ALLEGATO VIII del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199

1. All'ALLEGATO VIII del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) alla rubrica della parte A, le parole: «il cui contributo per il conseguimento delle quote di cui all'art. 39, commi 1 e 2, è considerato il doppio del loro contenuto energetico ai sensi del comma 7, lettera a)» sono soppresse;

b) alla rubrica della parte B, le parole: «e può essere considerato il doppio del loro contenuto energetico ai sensi del comma 7, lettera a)» sono soppresse.

Capo II

MODIFICHE AL DECRETO LEGISLATIVO 16 MARZO 1999, N. 79

Art. 35.

Modifiche all'articolo 3 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79

1. All'articolo 3 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, dopo il comma 2-*octies* sono inseriti i seguenti:

«2-*nonies*. L'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, adotta i criteri e le modalità sulla base dei quali il gestore della rete di trasmissione nazionale rende disponibili, in relazione all'energia elettrica fornita in ogni zona di offerta, le informazioni sulla quota di energia elettrica da fonti rinnovabili.

2-*decies*. Con decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, da adottare entro centoventi giorni dalla pubblicazione dei criteri e delle modalità di cui al comma 2-*nonies*, anche avvalendosi di ISPRA, sono disciplinati i criteri e le modalità sulla base dei quali il gestore della rete di trasmissione nazionale rende disponibili, in relazione all'energia elettrica fornita in ogni zona di offerta, le informazioni sul tenore di emissioni di gas a effetto serra.

2-*undecies*. I criteri e le modalità definite ai sensi dei commi 2-*nonies* e 2-*decies* assicurano che le informazioni siano rese disponibili dal gestore della rete di trasmissione nel modo più accurato possibile e ad intervalli corrispondenti alla frequenza di regolamentazione del mercato ma non superiore all'ora, con previsioni ove disponibili, assicurando l'interoperabilità sulla base di formati di dati armonizzati e serie di dati standardizzati affinché possano essere utilizzati in maniera non discriminatoria dai partecipanti al mercato dell'energia elettrica, dagli aggregatori, dai consumatori e dagli utenti finali e che possano essere letti da dispositivi elettronici di comunicazione.».

Capo III

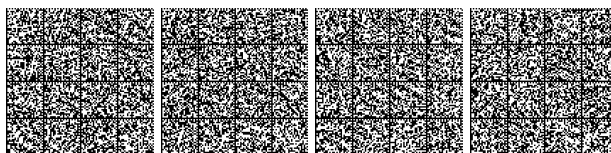
MODIFICHE AL DECRETO LEGISLATIVO 1° GIUGNO 2011, N. 93

Art. 36.

Modifiche all'articolo 38 decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93

1. All'articolo 38 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, dopo il comma 5-*sexies* è inserito il seguente:

«5-*sexies*. 1. L'ARERA, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, adotta i criteri e le modalità sulla base dei quali il gestore della rete di distribuzione rende disponibili, in modo aggregato e anonimo, i dati riguardanti l'energia elettrica da fonti rinnovabili generata e immessa nella rete dagli autoconsumatori e dalle comunità di energia rinnovabile, assicurando l'interoperabilità sulla base di formati di dati armonizzati e serie di dati standardizzati affinché possano essere utilizzati in maniera non discriminatoria dai par-



tecipanti al mercato dell'energia elettrica, dagli aggregatori, dai consumatori e dagli utenti finali e che possano essere letti da dispositivi elettronici di comunicazione.».

Capo IV

MODIFICHE AL DECRETO LEGISLATIVO 3 MARZO 2011, N. 28

Art. 37.

Modifiche all'articolo 15 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28

1. All'articolo 15 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, dopo il comma 1-bis, sono aggiunti i seguenti:

«1-ter. Con decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, sono definiti sistemi di certificazione per gli installatori e i progettisti di qualsiasi tipo di sistema di riscaldamento e raffrescamento nell'edilizia, nell'industria e nell'agricoltura, e per gli installatori di sistemi solari fotovoltaici, compreso lo stoccaggio energetico, nonché per gli installatori dei punti di ricarica che rendano possibile la gestione della domanda, tenendo conto dei criteri indicati nell'allegato 4.

1-quater. La Federazione italiana per l'uso razionale dell'energia (FIRE) pubblica e aggiorna con cadenza annuale l'elenco dei soggetti certificati secondo i sistemi di cui al comma 1-ter, e predispone una relazione annuale sull'adeguatezza del numero di installatori formati e qualificati in relazione all'aumento della quota di energia rinnovabile necessaria per conseguire gli obiettivi stabiliti nel PNIEC. L'onere sostenuto dalla FIRE è a carico dei soggetti certificati secondo le modalità definite nel decreto di cui al comma 1-ter.

1-quinquies. Al fine di garantire un numero adeguato di installatori e progettisti certificati, il programma nazionale di informazione e formazione di cui all'articolo 13, del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, include programmi di formazione, con particolare riguardo a piccole e medie imprese e liberi professionisti, per il conseguimento di certificazioni o qualifiche relative alle tecnologie di riscaldamento e raffrescamento rinnovabili, ai sistemi solari fotovoltaici, compreso lo stoccaggio energetico, ai punti di ricarica che rendano possibile la gestione della domanda e alle soluzioni innovative più recenti nel settore.».

Art. 38.

Modifiche all'ALLEGATO 4 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28

1. All'allegato 4 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) alla rubrica, le parole: «Certificazione degli installatori» sono sostituite dalle seguenti: «Formazione e certificazione di installatori e progettisti di impianti che utilizzano energia da fonti rinnovabili»;

b) nel preambolo, dopo le parole: «I sistemi» sono inserite le seguenti: «di certificazione o», e dopo la parola: «qualificazione» sono inserite le seguenti: «equivalenti e i programmi di formazione»;

c) il punto 1. è sostituito dal seguente: «1. La procedura di certificazione o di qualificazione equivalente deve essere effettuata secondo una procedura trasparente e chiaramente definita.»;

d) dopo il punto 1. sono inseriti i seguenti:

«1-bis. I certificati rilasciati dagli organismi di certificazione sono redatti in modo da risultare chiaramente definiti e facilmente identificabili.

1-ter. La procedura di certificazione è strutturata in modo da assicurare l'acquisizione, da parte degli installatori, delle conoscenze teoriche e pratiche necessarie, nonché da attestare il possesso delle competenze tecniche idonee alla realizzazione di impianti di elevata qualità.

1-quater. Gli installatori di sistemi che utilizzano biomassa, pompe di calore, sistemi geotermici a bassa entalpia, sistemi solari fotovoltaici e sistemi solari termici, incluso lo stoccaggio dell'energia, e i punti di ricarica devono essere certificati nell'ambito di un programma di formazione o da parte di un fornitore di formazione accreditati o di sistemi di qualificazione equivalenti.

1-quinquies. Il programma di formazione o il riconoscimento del fornitore di formazione rispetta le seguenti caratteristiche:

a) l'accREDITAMENTO del programma di formazione o del fornitore di formazione è rilasciato dall'autorità nazionale competente o dall'organismo amministrativo appositamente designato;

b) l'organismo di accREDITAMENTO assicura che l'offerta formativa, inclusi i programmi di aggiornamento, miglioramento delle competenze e riqualificazione, sia caratterizzata da inclusività, continuità e copertura su scala regionale o nazionale;

c) il fornitore di formazione è dotato di apparecchiature tecniche adeguate, comprensive di materiale di laboratorio o di attrezzature equivalenti, idonee a garantire un'efficace erogazione della formazione pratica;

d) il fornitore di formazione, oltre a erogare la formazione di base, offre percorsi modulari di aggiornamento e miglioramento delle competenze, finalizzati a consentire agli installatori e ai progettisti di ampliare, diversificare e integrare le proprie competenze in relazione alle diverse tecnologie e alle loro combinazioni. Tali percorsi sono costantemente aggiornati per riflettere l'evoluzione delle tecnologie per l'energia rinnovabile nei settori dell'edilizia, dell'industria e dell'agricoltura. Il fornitore riconosce le competenze pertinenti già acquisite dai partecipanti, anche attraverso esperienze pregresse o percorsi formativi equivalenti;

e) i programmi e i moduli di formazione sono progettati per favorire l'apprendimento permanente nel settore degli impianti alimentati da fonti di energia rinnovabile e risultano compatibili con i percorsi di formazione professionale rivolti sia a persone in cerca di prima occupazione, sia a adulti interessati alla riqualificazione o all'inserimento in nuovi ambiti lavorativi;

f) i programmi di formazione sono strutturati in modo da favorire l'acquisizione di qualifiche trasversali, applicabili a una pluralità di tecnologie e soluzioni, evitando una specializzazione ristretta a marchi o tecnologie specifiche. Possono svolgere il ruolo di fornitori di formazione anche i produttori di apparecchiature o sistemi, nonché istituti o associazioni riconosciuti;

g) la qualificazione degli installatori ha una durata limitata nel tempo e il rinnovo è subordinato alla frequenza di un corso di aggiornamento, in forma di seminario o altro.»;



e) al punto 3.:

1) dopo le parole: «un attestato» sono aggiunte le seguenti: «e riconosciuta una qualifica»;

2) le parole: «poco profondi» sono sostituite dalle seguenti: «a bassa entalpia»;

3) dopo le parole: «o termici» sono aggiunte le seguenti: «, così come lo stoccaggio di energia, o dei punti di ricarica, che consentano la gestione della domanda»;

f) al punto 6.:

1) le parole: «risorse geotermiche» sono sostituite dalle seguenti: «fonti di energia geotermica»;

2) dopo le parole: «il collegamento con la fonte di calore e lo schema dei sistemi» sono aggiunte le seguenti: «e l'integrazione con soluzioni di stoccaggio dell'energia, anche in combinazione con impianti solari»;

3) al numero iv) le parole: «determinazione di componenti, quale il serbatoio tampone e il suo volume, nonché integrazione di un secondo sistema di riscaldamento.» sono sostituite dalle seguenti: «determinare le soluzioni di stoccaggio dell'energia, anche attraverso il componente del serbatoio tampone e il suo volume e l'integrazione di un secondo sistema di riscaldamento»;

4) dopo il numero iv), sono aggiunti i seguenti:

«v) comprensione degli studi di fattibilità e di progettazione; vi) comprensione della trivellazione, nel caso delle pompe di calore geotermiche.»;

g) al punto 7., al numero ii), dopo le parole: «configurazione dei sistemi» sono aggiunte le seguenti: «e le opzioni per l'integrazione di soluzioni di stoccaggio dell'energia, anche attraverso la combinazione con soluzioni di ricarica».

Capo V

MODIFICHE AL DECRETO LEGISLATIVO 4 LUGLIO 2014, N. 102

Art. 39.

Modifiche all'articolo 10 del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102

1. All'articolo 10 del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, dopo il comma 2, è inserito il seguente:

«2-bis. Il rapporto di cui al comma 1 comprende una valutazione del potenziale nazionale di energia da fonti rinnovabili e dell'uso del calore e freddo di scarto nel settore del riscaldamento e del raffrescamento e un'analisi delle aree idonee per un utilizzo a basso rischio ambientale e del potenziale in termini di progetti residenziali di piccola taglia. La valutazione del potenziale prende in considerazione le tecnologie disponibili ed economicamente praticabili per usi industriali e domestici, nell'intento di fissare traguardi e misure per aumentare l'uso di energia rinnovabile nel riscaldamento e raffrescamento e, se del caso, l'uso di calore e freddo di scarto mediante teleriscaldamento e teleraffrescamento, al fine di definire una strategia nazionale a lungo termine per ridurre le emissioni di gas a effetto serra e l'inquinamento atmosferico derivante dal riscaldamento e dal raffrescamento. Tale valutazione è predisposta tenendo conto del principio dell'efficienza energetica al primo posto. Le risultanze del rapporto sono prese in considerazione nel PNIEC.».

Capo VI

MODIFICHE AL DECRETO LEGISLATIVO 21 MARZO 2005, N. 66

Art. 40.

Modifiche all'articolo 1 del decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66

1. All'articolo 1, del decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66, il comma 1 è sostituito dal seguente:

«1. Il presente decreto, ai fini della tutela della salute e dell'ambiente, stabilisce le specifiche tecniche dei combustibili destinati all'utilizzo nei motori ad accensione comandata e nei motori ad accensione per compressione per i veicoli stradali, le macchine mobili non stradali, i trattori agricoli e forestali e, quando non sono in mare, le imbarcazioni da diporto e le altre navi della navigazione interna.».

Art. 41.

Modifiche all'articolo 2 del decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66

1. All'articolo 2, comma 1, del decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) la lettera i-sexies) è sostituita dal seguente:

«i-sexies) fornitore: il fornitore quale definito all'articolo 2, comma 1, lettera pp) del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;»;

b) la lettera i-octies) è sostituita dal seguente:

«i-octies) biocarburanti: i biocarburanti quali definiti all'articolo 2, comma 1, lettera v) del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;».

Art. 42.

Modifica all'articolo 3 del decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66

1. All'articolo 3, comma 3, del decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66, il secondo periodo è soppresso.

Art. 43.

Modifiche all'articolo 4 del decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66

1. All'articolo 4 del decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) il comma 2 è sostituito dal seguente:

«2. Le imprese di produzione o importazione di combustibili che, direttamente o indirettamente, riforniscono di combustibili gli impianti di distribuzione assicurano la commercializzazione di combustibile diesel avente un tenore di estere metilico di acidi grassi (FAME) non superiore al 7 per cento e conforme alle altre specifiche di cui all'Allegato II, presso almeno il 30 per cento degli impianti di distribuzione di cui sono titolari e degli impianti di titolarità di terzi che espongono il proprio marchio e con i quali hanno un rapporto di fornitura in via esclusiva, presenti in ciascuna provincia. A fini di controllo, tali imprese forniscono agli organi di cui all'articolo 8, com-



ma 5, entro cinque giorni dalla relativa richiesta, l'elenco degli indirizzi di tali impianti di distribuzione presenti nelle province a cui la richiesta si riferisce.»;

b) il comma 3 è sostituito dal seguente:

«3. Nei depositi commerciali e negli impianti di distribuzione in cui si commercializza il combustibile diesel avente un tenore di estere metilico di acidi grassi (FAME) superiore al 7 per cento deve essere accessibile agli utenti un elenco, avente dimensioni e caratteri chiaramente visibili e di facile lettura, in cui sono indicati i veicoli incompatibili con l'utilizzo di tale combustibile. L'elenco deve essere conforme a quello pubblicato sul sito internet del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e deve essere aggiornato entro trenta giorni da ciascun aggiornamento di quello ministeriale. Le società di produzione di veicoli stradali trasmettono al Ministero, in via informatica, entro tre mesi dall'entrata in vigore della presente disposizione, la lista di tali veicoli che hanno messo in commercio sul territorio nazionale. Per i nuovi modelli la trasmissione deve avvenire prima dell'avvio della messa in commercio. Sul sito internet del Ministero sono indicati le modalità di invio in via informatica, nonché gli specifici dati identificativi dei veicoli da trasmettere. La trasmissione dei dati è facoltativa in caso di veicoli che sono messi in commercio solo in altri Stati.».

Art. 44.

*Modifiche all'articolo 7 del decreto legislativo
21 marzo 2005, n. 66*

1. I commi 2-bis e 2-ter dell'articolo 7 del decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66 sono abrogati.

Art. 45.

*Modifiche all'articolo 7-bis, 7-ter, 7-quater, 7-quinquies
del decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66*

1. Gli articoli 7-bis, 7-ter, 7-quater, 7-quinquies del decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66 sono abrogati.

Art. 46.

*Modifiche all'articolo 9 del decreto legislativo
21 marzo 2005, n. 66*

1. All'articolo 9 del decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 3, dopo le parole: «le percentuali di distribuzione provinciale previste dall'articolo 3, comma 2,» sono inserite le seguenti: «o dall'articolo 4, comma 2,» e dopo le parole: «gli elenchi previsti dall'articolo 3, comma 2,» sono inserite le seguenti: «o dall'articolo 4, comma 3,»;

b) i commi 4, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 e 16 sono abrogati;

c) al comma 17 le parole: «commi 1, 2, 3, 4, 5, 6, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 e 16 provvede» sono sostituite dalle seguenti: «commi 1, 2, 3, 5, 6, provvede».

Art. 47.

*Modifiche all'allegato I del decreto legislativo
21 marzo 2005, n. 66*

1. All'allegato I al decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) alla nota 1 della tabella, le parole: «è stata applicata la norma ISO 4259:2006» sono sostituite dalle seguenti: «è stata applicata la norma EN ISO 4259-1:2017/A1:2021» e le parole: «criteri previsti dalla norma ISO 4259:2006» sono sostituite dalle seguenti: «criteri previsti dalla norma EN ISO 4259-2:2017/A1:2019»;

b) alla nota 3 della tabella, le parole: «norma EN 228:2008» sono sostituite dalle seguenti: «norma EN 228:2012+A1:2017».

Art. 48.

*Modifiche all'allegato II del decreto legislativo
21 marzo 2005, n. 66*

1. All'allegato II al decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) alla quarta colonna della tabella, il valore «7,0», è sostituito dal seguente: «10,0»;

b) alla nota 1 della tabella, le parole: «è stata applicata la norma EN ISO 4259:2006» sono sostituite dalle seguenti: «è stata applicata la norma EN ISO 4259-1:2017/A1:2021» e le parole: «criteri previsti dalla norma EN ISO 4259:2006» sono sostituite dalle seguenti: «criteri previsti dalla norma EN ISO 4259-2:2017/A1:2019».

Art. 49.

*Modifiche all'allegato V del decreto legislativo
21 marzo 2005, n. 66*

1. All'allegato V al decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al paragrafo 3.1., al titolo, le parole: «UNI EN 228:2013» sono sostituite dalle seguenti: «UNI EN 228:2017»;

b) al paragrafo 3.2.:

1) al titolo, le parole: «UNI EN 590:2013» sono sostituite dalle seguenti: «UNI EN 590:2022»;

2) alla nota (2), le parole: «EN ISO 3675» sono sostituite dalle seguenti: «EN ISO 12185»;

3) la nota (3) è soppressa;

4) alla riga della tabella relativa a «Numero di Cetano», alla colonna «Metodi di prova», le parole: «EN 16144» sono soppresse e alla colonna «R» il valore «4,1» è soppresso;

5) alla riga della tabella relativa a «Numero di Cetano», alla colonna «Metodi di prova», sono inserite le seguenti caselle: «UNI EN 16715:2015», «UNI EN 16906:2017» e «UNI EN 17155:2019» e alla colonna «R» sono inserite, in corrispondenza, le seguenti caselle: «1,4», «1,9» e «2,1»;

6) alla riga della tabella relativa a «Numero di Cetano», alla colonna «R», il valore «3,2» è sostituito da «2,4»;

7) alla riga della tabella relativa a «Distillazione: 95% recuperato», alla colonna «R», il valore «9,3» è sostituito da «9,0».



Art. 50.

Modifiche agli allegati V-bis, V-bis.1, V-bis.2 e V-bis.3 del decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66

1. Gli allegati V-bis, V-bis.1, V-bis.2 e V-bis.3 del decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66, sono abrogati.

Art. 51.

Clausola di invarianza finanziaria

1. Dall'attuazione del presente decreto non devono derivare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Le amministrazioni pubbliche interessate provvedono all'attuazione del presente decreto legislativo con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

Il presente decreto, munito del sigillo dello Stato, sarà inserito nella Raccolta ufficiale degli atti normativi della Repubblica italiana. È fatto obbligo a chiunque spetti di osservarlo e di farlo osservare.

Dato a Roma, addì 9 gennaio 2026

MATTARELLA

MELONI, *Presidente del Consiglio dei ministri*

FOTI, *Ministro per gli affari europei, il PNRR e le politiche di coesione*

PICCHETTO FRATIN, *Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica*

TAJANI, *Ministro degli affari esteri e della cooperazione internazionale*

NORDIO, *Ministro della giustizia*

GIORGETTI, *Ministro dell'economia e delle finanze*

URSO, *Ministro delle imprese e del made in Italy*

GIULI, *Ministro della cultura*

LOLLOBRIGIDA, *Ministro dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste*

ZANGRILLO, *Ministro per la pubblica amministrazione*

Visto, il Guardasigilli: NORDIO

NOTE

AVVERTENZA:

Il testo delle note qui pubblicato è stato redatto dall'amministrazione competente per materia, ai sensi dell'art.10, commi 2 e 3, del testo unico delle disposizioni sulla promulgazione delle leggi, sull'emanazione dei decreti del Presidente della Repubblica e sulle pubblicazioni ufficiali della Repubblica italiana, approvato con D.P.R. 28 dicembre 1985, n.1092, al solo fine di facilitare la lettura delle disposizioni di legge modificate o alle quali è operato il rinvio. Restano invariati il valore e l'efficacia degli atti legislativi qui trascritti.

Per le direttive CEE vengono forniti gli estremi di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea (GUUE).

Note alle premesse:

— L'art. 76 della Costituzione stabilisce che l'esercizio della funzione legislativa non può essere delegato al Governo se non con determinazione di principi e criteri direttivi e soltanto per tempo limitato e per oggetti definiti.

— L'art. 87 della costituzione, comma quinto, della Costituzione conferisce al Presidente della Repubblica il potere di promulgare le leggi ed emanare i decreti aventi valore di legge e i regolamenti.

— Si riporta il testo dell'articolo 14 della legge 23 agosto 1988, n. 400 (Disciplina dell'attività di Governo e ordinamento della Presidenza del Consiglio dei Ministri), pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 12 settembre 1988, n. 214, S.O.:

«Art. 14 (*Decreti legislativi*). — 1. I decreti legislativi adottati dal Governo ai sensi dell'art. 76 della Costituzione sono emanati dal Presidente della Repubblica con la denominazione di "decreto legislativo" e con l'indicazione, nel preambolo, della legge di delegazione, della deliberazione del Consiglio dei ministri e degli altri adempimenti del procedimento prescritti dalla legge di delegazione.

2. L'emanazione del decreto legislativo deve avvenire entro il termine fissato dalla legge di delegazione; il testo del decreto legislativo adottato dal Governo è trasmesso al Presidente della Repubblica, per la emanazione, almeno venti giorni prima della scadenza.

3. Se la delega legislativa si riferisce ad una pluralità di oggetti distinti suscettibili di separata disciplina, il Governo può esercitarla mediante più atti successivi per uno o più degli oggetti predetti. In relazione al termine finale stabilito dalla legge di delegazione, il Governo informa periodicamente le Camere sui criteri che segue nell'organizzazione dell'esercizio della delega.

4. In ogni caso, qualora il termine previsto per l'esercizio della delega ecceda i due anni, il Governo è tenuto a richiedere il parere delle Camere sugli schemi dei decreti delegati. Il parere è espresso dalle Commissioni permanenti delle due Camere competenti per materia entro sessanta giorni, indicando specificamente le eventuali disposizioni non ritenute corrispondenti alle direttive della legge di delegazione. Il Governo, nei trenta giorni successivi, esamina il parere, ritrasmette, con le sue osservazioni e con eventuali modificazioni, i testi alle Commissioni per il parere definitivo che deve essere espresso entro trenta giorni».

— La legge 24 dicembre 2012, n. 234 (Norme generali sulla partecipazione dell'Italia alla formazione e all'attuazione della normativa e delle politiche dell'Unione europea) è pubblicata nella G.U.R.I. 4 gennaio 2013, n. 3.

— Si riporta l'allegato alla legge 13 giugno 2025, n.91 (Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - Legge di delegazione europea 2024) pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 25 giugno 2025, n. 145:

«Allegato A
(articolo 1, comma 1)

1) Direttiva (UE) 2022/362 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 24 febbraio 2022, che modifica le direttive 1999/62/CE, 1999/37/CE e (UE) 2019/520 per quanto riguarda la tassazione a carico di veicoli per l'uso di alcune infrastrutture;

2) direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 settembre 2023, sull'efficienza energetica e che modifica il regolamento (UE) 2023/955;

3) direttiva (UE) 2023/2226 del Consiglio, del 17 ottobre 2023, recante modifica della direttiva 2011/16/UE, relativa alla cooperazione amministrativa nel settore fiscale;

4) direttiva (UE) 2023/2413 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 ottobre 2023, che modifica la direttiva (UE) 2018/2001, il regolamento (UE) 2018/1999 e la direttiva n. 98/70/CE per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e che abroga la direttiva (UE) 2015/652 del Consiglio;

5) direttiva (UE) 2023/2668 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 novembre 2023, che modifica la direttiva 2009/148/CE sulla protezione dei lavoratori contro i rischi connessi con un'esposizione all'amianto durante il lavoro;

6) direttiva (UE) 2024/505 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 7 febbraio 2024, che modifica la direttiva 2005/36/CE per quanto riguarda il riconoscimento delle qualifiche professionali degli infermieri responsabili dell'assistenza generale che hanno completato la formazione in Romania;



7) direttiva delegata (UE) 2024/782 della Commissione, del 4 marzo 2024, che modifica la direttiva 2005/36/CE del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda i requisiti minimi di formazione per le professioni di infermiere responsabile dell'assistenza generale, dentista e farmacista;

8) direttiva (UE) 2024/825 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 28 febbraio 2024, che modifica le direttive 2005/29/CE e 2011/83/UE per quanto riguarda la responsabilizzazione dei consumatori per la transizione verde mediante il miglioramento della tutela dalle pratiche sleali e dell'informazione;

9) direttiva delegata (UE) 2024/846 della Commissione, del 14 marzo 2024, recante modifica della direttiva 2006/22/CE del Parlamento europeo e del Consiglio sulle norme minime per l'applicazione dei regolamenti (CE) n. 561/2006 e (UE) n. 165/2014 e della direttiva 2002/15/CE relativi a disposizioni in materia sociale nel settore dei trasporti su strada;

10) direttiva (UE) 2024/1233 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 24 aprile 2024, relativa a una procedura unica di domanda per il rilascio di un permesso unico che consente ai cittadini di paesi terzi di soggiornare e lavorare nel territorio di uno Stato membro e a un insieme comune di diritti per i lavoratori di paesi terzi che soggiornano regolarmente in uno Stato membro;

11) direttiva (UE) 2024/1260 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 24 aprile 2024, riguardante il recupero e la confisca dei beni;

12) direttiva delegata (UE) 2024/1262 della Commissione, del 13 marzo 2024, che modifica la direttiva 2010/63/UE del Parlamento europeo e del Consiglio per quanto riguarda i requisiti per gli stabilimenti e per la cura e la sistemazione degli animali e per quanto riguarda i metodi di soppressione degli animali;

13) direttiva (UE) 2024/1265 del Consiglio, del 29 aprile 2024, recante modifica della direttiva 2011/85/UE relativa ai requisiti per i quadri di bilancio degli Stati membri;

14) direttiva (UE) 2024/1385 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 14 maggio 2024, sulla lotta alla violenza contro le donne e alla violenza domestica;

15) direttiva (UE) 2024/1438 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 14 maggio 2024, che modifica la direttiva 2001/110/CE del Consiglio concernente il miele, la direttiva 2001/112/CE del Consiglio concernente i succhi di frutta e altri prodotti analoghi destinati all'alimentazione umana, la direttiva 2001/113/CE del Consiglio relativa alle confetture, gelatine e marmellate di frutta e alla crema di marroni destinate all'alimentazione umana e la direttiva 2001/114/CE del Consiglio relativa a taluni tipi di latte conservato parzialmente o totalmente disidratato destinato all'alimentazione umana;

16) direttiva (UE) 2024/1499 del Consiglio, del 7 maggio 2024, sulle norme riguardanti gli organismi per la parità in materia di parità di trattamento tra le persone indipendentemente dalla razza o dall'origine etnica, tra le persone in materia di occupazione e impiego indipendentemente dalla religione o dalle convinzioni personali, dalla disabilità, dall'età o dall'orientamento sessuale e tra le donne e gli uomini in materia di sicurezza sociale e per quanto riguarda l'accesso a beni e servizi e la loro fornitura, e che modifica le direttive 2000/43/CE e 2004/113/CE;

17) direttiva (UE) 2024/1500 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 14 maggio 2024, sulle norme riguardanti gli organismi per la parità nel settore della parità di trattamento e delle pari opportunità tra donne e uomini in materia di occupazione e impiego, e che modifica le direttive 2006/54/CE e 2010/41/UE;

18) direttiva (UE) 2024/1711 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, che modifica le direttive (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944 per quanto riguarda il miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione;

19) direttiva (UE) 2024/1712 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, che modifica la direttiva 2011/36/UE concernente la prevenzione e la repressione della tratta di esseri umani e la protezione delle vittime;

20) direttiva (UE) 2024/1788 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, relativa a norme comuni per i mercati interni del gas rinnovabile, del gas naturale e dell'idrogeno, che modifica la direttiva (UE) 2023/1791 e che abroga la direttiva 2009/73/CE;

21) direttiva (UE) 2024/3017 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 novembre 2024, che modifica la direttiva 2009/18/CE del Parlamento europeo e del Consiglio che stabilisce i principi fondamentali in materia di inchieste sugli incidenti nel settore del trasporto marittimo e che abroga il regolamento (UE) n. 1286/2011 della Commissione.».

— La direttiva (UE) 2023/2413 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 ottobre 2023 (che modifica la direttiva (UE) 2018/2001, il regolamento (UE) 2018/1999 e la direttiva n. 98/70/CE per quanto riguarda la promozione dell'energia da fonti rinnovabili e che abroga la direttiva (UE) 2015/652 del Consiglio) è pubblicata nella G.U.U.E. 31 ottobre 2023 serie L.

— Il regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 30 giugno 2021 (che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento CE n. 401/2009 e il regolamento UE n. 2018/1999 – Normativa europea sul clima) è pubblicato nella G.U.U.E. 9 luglio 2021, n. L 243.

— Il regolamento di esecuzione (UE) 2022/2448 della Commissione del 13 dicembre 2022 (che stabilisce orientamenti operativi concernenti i metodi di dimostrazione del rispetto dei criteri di sostenibilità per la biomassa forestale di cui all'articolo 29 della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio) è pubblicato nella G.U.U.E. 14 dicembre 2022, n. L 320.

— Il regolamento delegato (UE) 2023/1184 della Commissione del 10 febbraio 2023 (che integra la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio definendo una metodologia dell'Unione che stabilisce norme dettagliate per la produzione di combustibili rinnovabili di origine non biologica) è pubblicato nella G.U.U.E. 20 giugno 2023, n. L 157.

— Il regolamento (UE) 2023/2405 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 18 ottobre 2023 (sulla garanzia di condizioni di parità per un trasporto aereo sostenibile (ReFuelEU Aviation)) è pubblicata nella G.U.U.E. 31 ottobre 2023, L.

— Il regolamento delegato (UE) 2023/1185 della Commissione del 10 febbraio 2023 (che integra la direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio definendo la soglia minima di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dei carburanti derivanti da carbonio riciclato e precisando la metodologia di valutazione delle riduzioni di emissioni di gas a effetto serra da carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto e da carburanti derivanti da carbonio riciclato) è pubblicato nella G.U.U.E. 20 giugno 2023, n. L 157.

— La legge 9 gennaio 1991, n. 10 (Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia) è pubblicata nella G.U.R.I. 16 gennaio 1991, n. 13.

— La legge 4 novembre 1995, n. 481 (Norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità) è pubblicata nella Gazz. Uff. 18 novembre 1995, n. 270, S.O..

— Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica) è pubblicato nella Gazz. Uff. 31 marzo 1999, n. 75, S.O..

— Il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (Attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della L. 17 maggio 1999, n. 144) è pubblicato nella G.U.R.I. 20 giugno 2000, n. 142.

— La legge 1° giugno 2002, n. 120 (Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l'11 dicembre 1997) è pubblicata nella G.U.R.I. 19 giugno 2002, n. 142.

— Il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità) è pubblicato nella G.U.R.I. 31 gennaio 2004, n. 25.

— Il decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 (Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137) è pubblicato nella G.U.R.I. 24 febbraio, n. 45.

— La legge 23 agosto 2004, n. 239 (Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia) è pubblicata nella G.U.R.I. 13 settembre 2004, n. 215.

— Il decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192 (Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia) è pubblicato nella G.U.R.I. 23 settembre 2005, n. 158.

— Il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (Norme in materia ambientale) è pubblicato nella G.U.R.I. 14 aprile 2006, n. 88.

— La legge 27 dicembre 2006, n. 296 (Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato – legge finanziaria 2007) è pubblicata nella G.U.R.I. 27 dicembre 2006, n. 299.



— Il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 (Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE) è pubblicato nella G.U.R.I. 6 marzo 2007, n. 54.

— Il decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73 (Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia.) è pubblicato nella Gazz. Uff. 18 giugno 2007, n. 139.

— Il decreto legislativo 6 novembre 2007, n. 201 (Attuazione della direttiva 2005/32/CE relativa all'istituzione di un quadro per l'elaborazione di specifiche per la progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia) è pubblicato nella G.U.R.I. 9 novembre 2007, n. 261.

— La legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato - legge finanziaria 2008) è pubblicata nella G.U.R.I. 28 dicembre 2007, n. 300.

— Il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115 (Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE) è pubblicato nella G.U.R.I. 3 luglio 2008, n. 154.

— La legge 23 luglio 2009, n. 99 (Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia) è pubblicata nella G.U.R.I. 31 luglio 2009, n. 176.

— Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE) è pubblicato nella G.U.R.I. 28 marzo 2011, n. 71.

— Il decreto legislativo 17 ottobre 2016, n. 201 (Attuazione della direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo) è pubblicato nella G.U.R.I. 7 novembre 2016, n. 260.

— Il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 (Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili) è pubblicato nella Gazz. Uff. 30 novembre 2021 n.285, S.O.

— Il decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17 (Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali) è pubblicato nella Gazz. Uff. 1° marzo 2022, n. 50.

— Il decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181 (Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023) è pubblicato nella Gazz. Uff. 9 dicembre 2023, n. 287.

— Il decreto legislativo 25 novembre 2024, n. 190 (Disciplina dei regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili, in attuazione dell'articolo 26, commi 4 e 5, lettera b) e d), della legge 5 agosto 2022, n. 118) è pubblicato nella Gazzetta Ufficiale 12 dicembre 2024, n. 291.

— Il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1° dicembre 2017 (Approvazione delle linee guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo) è pubblicato nella G.U.R.I. 24 gennaio 2018, n.19.

— Il Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 (sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima che modifica le direttive (CE) n. 663/2009 e (CE) n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE e 2013/30/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, le direttive del Consiglio 2009/119/CE e (UE) 2015/652 e che abroga il regolamento (UE) n. 525/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio) è pubblicato nella G.U.U.E. 21 dicembre 2018, n. L 328.

— Il regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 30 giugno 2021 (che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento CE n. 401/2009 e il regolamento UE n. 2018/1999 – Normativa europea sul clima) è pubblicata nella G.U.U.E. 9 luglio 2021, n. L 243.

— Si riporta il testo dell'art. 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281 (Definizione ed ampliamento delle attribuzioni della Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le provin-

ce autonome di Trento e Bolzano ed unificazione, per le materie ed i compiti di interesse comune delle regioni, delle province e dei comuni, con la Conferenza Stato-città ed autonomie locali), pubblicato nella G.U.R.I. 30 agosto 1997, n. 202.:

«Art. 8 (*Conferenza Stato-città ed autonomie locali e Conferenza unificata*). — 1. La Conferenza Stato-città ed autonomie locali è unificata per le materie ed i compiti di interesse comune delle regioni, delle province, dei comuni e delle comunità montane, con la Conferenza Stato-regioni.

2. La Conferenza Stato-città ed autonomie locali è presieduta dal Presidente del Consiglio dei Ministri o, per sua delega, dal Ministro dell'interno o dal Ministro per gli affari regionali nella materia di rispettiva competenza; ne fanno parte altresì il Ministro del tesoro e del bilancio e della programmazione economica, il Ministro delle finanze, il Ministro dei lavori pubblici, il Ministro della sanità, il presidente dell'Associazione nazionale dei comuni d'Italia - ANCI, il presidente dell'Unione province d'Italia - UPI ed il presidente dell'Unione nazionale comuni, comunità ed enti montani - UNCEM. Ne fanno parte inoltre quattordici sindaci designati dall'ANCI e sei presidenti di provincia designati dall'UPI. Dei quattordici sindaci designati dall'ANCI cinque rappresentano le città individuate dall'articolo 17 della legge 8 giugno 1990, n. 142. Alle riunioni possono essere invitati altri membri del Governo, nonché rappresentanti di amministrazioni statali, locali o di enti pubblici.

3. La Conferenza Stato-città ed autonomie locali è convocata almeno ogni tre mesi, e comunque in tutti i casi il presidente ne ravvisa la necessità o qualora ne faccia richiesta il presidente dell'ANCI, dell'UPI o dell'UNCEM.

4. La Conferenza unificata di cui al comma 1 è convocata dal Presidente del Consiglio dei Ministri. Le sedute sono presiedute dal Presidente del Consiglio dei Ministri o, su sua delega, dal Ministro per gli affari regionali o, se tale incarico non è conferito, dal Ministro dell'interno.»

Note all'art. 2:

— Si riporta il testo dell'articolo 2 del citato decreto legislativo n. 199, del 2021, come modificato dal presente decreto:

«Art. 2 (*Definizioni*). — 1. Ai fini del presente decreto si applicano le definizioni di cui al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, al decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, nonché al decreto legislativo di recepimento della direttiva (UE) 2019/944. Si applicano inoltre le seguenti definizioni:

a) “energia da fonti rinnovabili” oppure “energia rinnovabile”: energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, termico e fotovoltaico, e geotermica, *energia osmotica*, 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;

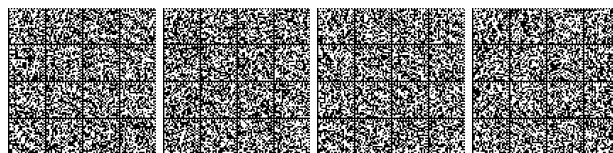
b) “energia dell'ambiente”: energia termica naturalmente disponibile ed energia accumulata in ambienti confinati, che può essere immagazzinata nell'aria dell'ambiente, esclusa l'aria esausta, o nelle acque superficiali o reflue;

c) “energia geotermica”: energia immagazzinata sotto forma di calore sotto la crosta terrestre;

d) “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 *elettrico* o per la produzione di energia elettrica e di calore per il trasporto, e le perdite di energia elettrica e di calore con la distribuzione e la trasmissione;

e) “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;

f) “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;

g) "PMI": microimprese, piccole imprese o medie imprese quali definite all'articolo 2 dell'Allegato della raccomandazione 2003/361/CE della Commissione europea;

h) "calore e freddo di scarto": calore o 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;

i) "revisione della potenza dell'impianto", "ripotenziamento" o "repowering": 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;

l) "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;

m) "mix energetico residuale": il mix energetico totale annuo di uno Stato membro, al netto della quota rappresentata dalle garanzie di origine annullate;

n) "autoconsumatore di energia rinnovabile": cliente finale che produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta alle condizioni e secondo le modalità di cui all'articolo 30 del presente decreto;

o) "autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente": gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente alle condizioni e secondo le modalità di cui all'articolo 30 del presente decreto;

p) "comunità di energia rinnovabile" o "comunità energetica rinnovabile": soggetto giuridico che opera nel rispetto di quanto stabilito dall'articolo 31 del presente decreto;

q) "energia condivisa": in una comunità di energia rinnovabile o in un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, è pari al minimo, in ciascun periodo rilevante non superiore all'ora, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati situati nella stessa zona di mercato;

r) "accordo di acquisto di energia da fonti rinnovabili": un contratto in base al quale una persona fisica o giuridica si impegna ad acquistare energia rinnovabile direttamente da un produttore, che comprende, ma non si limita a, gli accordi di acquisto di energia elettrica da fonti rinnovabili e gli accordi di acquisto di riscaldamento e raffreddamento da fonti rinnovabili;

s) "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;

t) "zona di approvvigionamento": 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;

u) "rigenerazione forestale": 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;

v) "biocarburanti": carburanti liquidi per il trasporto ricavati dalla biomassa;

z) "biocarburanti avanzati": biocarburanti prodotti a partire dalle materie prime elencate nell'Allegato VIII, parte A del presente decreto;

aa) "biometano": combustibile ottenuto dalla purificazione del biogas in modo da risultare idoneo per l'immissione in rete gas;

bb) "biometano avanzato": biometano prodotto dalle materie prime di cui all'Allegato VIII parte A del presente decreto;

cc) "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 42 del presente decreto;

dd) "biogas": combustibili e carburanti gassosi prodotti dalle biomasse, compresi anche biometano e bioidrogeno;

ee) "bioliquidi": combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'energia elettrica, il riscaldamento e il raffreddamento, prodotti a partire dalla biomassa;

ff) "biomassa": frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti, sottoprodotti 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;

gg) "biomassa agricola": biomassa risultante dall'agricoltura;

hh) "biomassa forestale": biomassa risultante dalla silvicoltura;

ii) "carburanti da carbonio riciclato": combustibili e carburanti liquidi e gassosi che sono prodotti da una delle seguenti due categorie:

1) flussi di rifiuti liquidi o solidi di origine non rinnovabile che non sono idonei al recupero di materia ai sensi dell'articolo 179 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

2) 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;

ll) "combustibili rinnovabili di origine non biologica": combustibili liquidi e gassosi, il cui contenuto energetico proviene da fonti rinnovabili diverse dalla biomassa, anche denominati carburanti rinnovabili di origine non biologica;

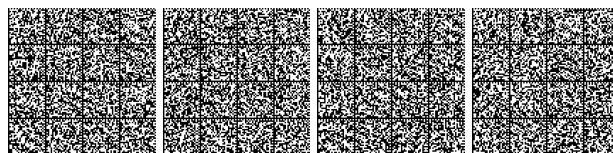
mm) "colture alimentari e foraggere": colture amidacee, zuccherine o oleaginose prodotte su terreni agricoli come coltura principale, esclusi residui, rifiuti o materie ligno-cellulosiche e le colture intermedie, come le colture intercalari e le colture di copertura, a condizione che l'uso di tali colture intermedie non generi una domanda di terreni supplementari;

nn) "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 colocalice e la xantosoma;

oo) "combustibili da biomassa": combustibili solidi e gassosi prodotti dalle biomasse;

a) pp) "fornitore di combustibile": soggetto tenuto al pagamento dell'accisa sui prodotti energetici che immette in consumo per l'azionamento dei veicoli e dei mezzi di trasporto nonché il soggetto responsabile della gestione e del funzionamento di un punto di ricarica di energia elettrica che fornisce un servizio di ricarica a utenti finali, anche in nome e per conto di un fornitore di servizi di mobilità, o soggetto equivalente che fornisce energia elettrica destinata al consumo nel settore dei trasporti. Sono fatte salve le disposizioni in materia di accisa;

qq) "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;



rr) “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;

ss) “PNIEC”: Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018;

tt) “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;

uu) “residui dell'agricoltura, dell'acquacoltura, della pesca e della silvicoltura”: residui generati direttamente dall'agricoltura, dall'acquacoltura, dalla pesca e dalla silvicoltura e non comprendono i residui delle industrie connesse o della lavorazione;

vv) “rifiuti”: rifiuto quale definito all'articolo 183, comma 1, lettera a) del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 escluse le sostanze che sono state deliberatamente modificate o contaminate per soddisfare la presente definizione;

zz) “rifiuti organici”: rifiuti organici quali definiti all'articolo 183, comma 1, lettera d) del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

aaa) “centrali ibride”: centrali che producono energia elettrica utilizzando sia fonti non rinnovabili, sia fonti rinnovabili, ivi inclusi gli impianti di co-combustione, vale a dire gli impianti che producono energia elettrica mediante combustione di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili;

bbb) “sistema nazionale di certificazione”: sistema nazionale di certificazione di sostenibilità istituito ai sensi dell'articolo 42, comma 16;

ccc) “sistema volontario di certificazione”: sistema per la certificazione di sostenibilità oggetto di una decisione della Commissione europea adottata ai sensi dell'articolo 30, paragrafo 4 della direttiva (UE) 2018/2001;

ddd) “valore reale”: 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 VI, parte C, o nell'Allegato VII, parte B del presente decreto;

eee) “valore tipico”: 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;

fff) “valore standard”: valore stabilito a partire da un valore tipico applicando fattori predeterminati e che, in circostanze definite ai sensi del presente decreto, può essere utilizzato al posto di un valore reale;

ggg) “area idonea”: area con un elevato potenziale atto a ospitare l'installazione di impianti di produzione elettrica da fonte rinnovabile, anche all'eventuale ricorrere di determinate condizioni tecnico-localizzative;

hhh) “ristrutturazione importante di primo livello”: la ristrutturazione importante di primo livello come definita in attuazione dell'articolo 4, comma 1, del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, in materia di applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici;

hhh-bis) “legname tondo industriale”: tronchi da sega, tronchi da impiallacciatura, legname da tritrazione (tondelli o legno spaccato) e ogni altro tipo di legname tondo idoneo a fini industriali, escluso il legname tondo le cui caratteristiche quali specie, dimensioni, linearità e densità dei nodi, lo rendono non idoneo all'uso industriale;

hhh-ter) “apparecchiatura per l'energia solare”: apparecchiatura che converte l'energia solare in energia termica o elettrica, in particolare apparecchiatura solare termica e fotovoltaica;

hhh-quater) “zona di offerta”: la zona di offerta quale definita all'articolo 2, punto 65, del regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio;

hhh-quinquies) “tecnologia innovativa per l'energia rinnovabile”: una tecnologia per la generazione di energia rinnovabile che migliora, almeno in un modo, una tecnologia rinnovabile di punta comparabile o che rende sfruttabile una tecnologia per l'energia rinnovabile che non sia pienamente commercializzata o che comporta un chiaro livello di rischio;

hhh-sexsies) “sistema di misurazione intelligente”: un sistema di misurazione intelligente quale definito all'articolo 2, punto 23, della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019;

hhh-septies) “punto di ricarica”: un punto di ricarica quale definito all'articolo 2, punto 48, del regolamento (UE) 2023/1804 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023;

hhh-octies) “mercati dell'energia elettrica”: i mercati dell'energia elettrica quali definiti all'articolo 2, punto 9, della direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019;

hhh-novies) “batteria per uso domestico”: la batteria ricaricabile a sé stante di capacità nominale superiore a 2 kwh, che può essere installata e usata in un ambiente domestico;

hhh-decies) “batteria per veicoli elettrici”: una batteria per veicoli elettrici quale definita all'articolo 3, paragrafo 1, punto 14, del regolamento (UE) 2023/1542 del Parlamento europeo e del Consiglio del 12 luglio 2023;

hhh-undecies) “batteria industriale”: una batteria industriale quale definita all'articolo 3, paragrafo 1, punto 13, del regolamento (UE) 2023/1542 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 12 luglio 2023;

hhh-duodecies) “stato di salute”: lo stato di salute quale definito all'articolo 3, paragrafo 1, punto 28, del regolamento (UE) 2023/1542 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 12 luglio 2023;

hhh-terdecies) “stato di carica”: lo stato di carica quale definito all'articolo 3, paragrafo 1, punto 27, del regolamento (UE) 2023/1542 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 12 luglio 2023;

hhh-quaterdecies) “setpoint di potenza”: le informazioni dinamiche conservate nel sistema di gestione della batteria che prescrivono le impostazioni di potenza elettrica alle quali la batteria dovrebbe funzionare in modo ottimale durante le operazioni di ricarica o di scaricamento, in modo da ottimizzarne lo stato di salute e l'uso operativo;

hhh-quindecies) “ricarica intelligente”: l'operazione di ricarica in cui l'intensità dell'energia elettrica fornita alla batteria è adeguata in modo dinamico, sulla base delle informazioni ricevute mediante comunicazione elettronica;

hhh-sexiesdecies) “ricarica bidirezionale”: la ricarica bidirezionale quale definita all'articolo 2, punto 11, del regolamento (UE) 2023/1804 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 settembre 2023;

hhh-septiesdecies) “punto di ricarica di potenza standard”: un punto di ricarica di potenza standard quale definito all'articolo 2, punto 37, del regolamento (UE) 2023/1804 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 settembre 2023;

hhh-duodevicies) “industria”: le imprese e i prodotti che rientrano nelle sezioni B, C e F e nella sezione J, divisione 63, della classificazione statistica delle attività economiche (NACE REV.2), come stabilito dal regolamento (CE) n. 1893/2006 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 dicembre 2006;

hhh-undevicies) “scopo non energetico”: l'uso di combustibili come materie prime in un processo industriale, anziché per produrre energia;

hhh-vicies) “combustibili rinnovabili”: biocarburanti, bioliquidi, combustibili da biomassa e combustibili rinnovabili di origine non biologica;

hhh-vicies semel) “efficienza energetica al primo posto”: il principio dell'efficienza energetica al primo posto quale definito all'articolo 2, punto 18, del regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018;

hhh-vicies bis) “piantagione forestale”: una piantagione forestale quale definita all'articolo 2, punto 11, del regolamento (UE) 2023/1115 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 1° maggio 2023;

hhh-vicies ter) “energia osmotica”: energia generata dalla differenza nella concentrazione salina tra due fluidi, come acqua dolce e salata;

hhh-vicies quater) “efficienza del sistema”: la scelta di soluzioni efficienti dal punto di vista energetico che consentano anche un percorso di decarbonizzazione economicamente vantaggioso, una maggiore flessibilità e un uso efficiente delle risorse;

hhh-vicies quinquies) “stoccaggio dell'energia co-ubicato”: un impianto di stoccaggio dell'energia combinato con un impianto per la produzione di energia rinnovabile e collegato allo stesso punto di accesso alla rete;



hhh-vicies sexies) “veicolo elettrico solare”: un veicolo a motore dotato di un gruppo propulsore comprendente solo macchine elettriche non periferiche come convertitore di energia, con un sistema di accumulo di energia ricaricabile che può essere ricaricato esternamente e con pannelli fotovoltaici integrati al veicolo.».

Note all'art. 3:

— Si riporta il testo dell'articolo 3 del citato decreto legislativo n. 199, del 2021, come modificato dal presente decreto:

«Art. 3 (Obiettivi nazionali in materia di fonti rinnovabili). — 1. L'obiettivo nazionale relativo alla quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia da conseguire nel 2030 è pari al 39,4 per cento;

2. Nell'ambito dell'obiettivo di cui al comma 1, è assunto un obiettivo di incremento di energia da fonti rinnovabili nei consumi finali per riscaldamento e raffrescamento pari almeno a 0,8 punti percentuali come media annuale calcolata dal 2021 al 2025 di almeno 1,1 punti percentuali come media annuale calcolata e dal 2026 al 2030.

2-bis. L'obiettivo nazionale indicativo relativo alla quota di energia rinnovabile prodotta negli edifici o nelle loro vicinanze, tenendo conto anche dell'energia rinnovabile proveniente da rete, è pari ad almeno il 40,1 per cento nell'anno 2030.

2-ter. L'obiettivo nazionale indicativo relativo all'aumento della quota di fonti rinnovabili sul totale delle fonti energetiche usate a scopi finali energetici e non energetici nel settore dell'industria è pari ad almeno 1,6 punti percentuali come media annuale calcolata per i periodi dall'anno 2021 all'anno 2025 e dall'anno 2026 all'anno 2030.

2-quater. L'obiettivo nazionale indicativo relativo alla capacità di energia rinnovabile da tecnologie innovative all'anno 2030 è pari al 5 per cento della nuova capacità installata.

3. Gli obiettivi di cui ai commi 1 e 2 sono perseguiti in coerenza con le indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima e tenendo conto dell'evoluzione e dell'aggiornamento dei consumi statisticamente rilevanti.

4. Le modalità di calcolo degli obiettivi sono indicate nell'Allegato I al presente decreto.».

Note all'art. 4:

— Si riporta il testo dell'articolo 4 del citato decreto legislativo n. 199, del 2021, come modificato dal presente decreto:

«Art. 4 (Principi generali). — 1. Il presente Titolo disciplina i regimi di sostegno applicati all'energia prodotta da fonti rinnovabili attraverso il riordino e il potenziamento dei sistemi di incentivazione vigenti, in misura adeguata al raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3 e attraverso la predisposizione di criteri e strumenti che promuovano l'efficacia, l'efficienza e la semplificazione, perseguendo, nel contempo, l'armonizzazione con altri strumenti di analoga finalità, ivi inclusi quelli previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.

2. I regimi di sostegno di cui al presente Titolo si conformano ai seguenti criteri generali:

a) l'incentivo ha lo scopo di assicurare un'equa remunerazione dei costi di investimento ed esercizio;

b) l'incentivo non si applica alle opere di manutenzione ordinaria e alle opere effettuate per adeguare l'impianto a prescrizioni di legge;

c) i regimi di sostegno sono adottati conformemente alla disciplina dell'Unione in materia di aiuti di Stato incluso il rispetto, tra gli altri, del principio secondo il quale non possono accedere agli incentivi le iniziative per cui è comprovata la realizzabilità anche in assenza di sostegno pubblico;

d) gli incentivi di cui ai Capi II e III trovano copertura sulle componenti delle tariffe dell'energia elettrica e del gas secondo modalità definite in ciascuna disciplina specifica, tenuto conto di quanto stabilito dall'articolo 15;

e) i regimi di sostegno sono definiti secondo criteri di massima semplificazione delle procedure amministrative.

2-bis. Fermo restando quanto previsto da specifiche disposizioni di legge, al fine di assicurare il raggiungimento degli obiettivi di cui al presente decreto, il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica ha la facoltà di affidare al GSE le attività di gestione, verifica e controllo inerenti ai meccanismi di incentivazione, sostegno e di obbligo previsti dal medesimo decreto. Salvo quanto diversamente stabilito nel presente decreto, per la copertura dei costi sostenuti dal GSE ai sensi

del primo periodo si applica l'articolo 25 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116.».

Note all'art. 6:

— Si riporta il testo dell'articolo 5 del citato decreto legislativo n. 210, del 2021, come modificato dal presente decreto:

«Art. 5 (Caratteristiche generali dei meccanismi di incentivazione). — 1. La produzione di energia elettrica di impianti alimentati da fonti rinnovabili può accedere a strumenti di incentivazione tariffaria, aventi le seguenti caratteristiche generali:

a) l'incentivo è assegnato tramite una tariffa erogata dal Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A. (di seguito: GSE) sull'energia elettrica prodotta dall'impianto, sulla quota parte di tale produzione che viene immessa in rete o autoconsumata ovvero sulla base dell'energia elettrica producibile;

b) il periodo di diritto all'incentivo decorre dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ed è pari alla vita media utile convenzionale della tipologia impiantistica in cui esso ricade;

c) l'incentivo è proporzionato all'onerosità dell'intervento per garantirne l'equa remunerazione secondo il principio di cui all'articolo 4, comma 2, lettera a) ed è applicabile alla realizzazione di nuovi impianti, riattivazioni di impianti dismessi, integrali ricostruzioni, potenziamenti e rifacimenti di impianti esistenti, anche tenendo conto dei diversi costi specifici e delle caratteristiche peculiari delle diverse applicazioni e tecnologie;

d) l'incentivo può essere diversificato sulla base delle dimensioni e della taglia dell'impianto per tener conto dell'effetto scala e della localizzazione efficiente in funzione dei fabbisogni di sistema e dello sviluppo efficiente delle reti;

e) gli incentivi trovano copertura sulla componente degli oneri generali afferenti al sistema elettrico di cui all'articolo 3, comma 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 destinata al sostegno delle rinnovabili, secondo modalità definite dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (di seguito: ARERA).

2. Per i grandi impianti, con potenza superiore a una soglia almeno pari a 1 MW, l'incentivo è attribuito attraverso procedure competitive di aste al ribasso effettuate in riferimento a contingenti di potenza.

3. Per impianti di piccola taglia, aventi potenza inferiore alla soglia di cui al comma 2, l'incentivo è attribuito secondo i seguenti meccanismi:

a) per gli impianti con costi di generazione più vicini alla competitività di mercato, attraverso una richiesta da effettuare direttamente alla data di entrata in esercizio, fermo restando il rispetto di requisiti tecnici e di tutela ambientale;

b) per impianti innovativi e per impianti con costi di generazione maggiormente elevati, ai fini del controllo della spesa, l'incentivo è attribuito tramite bandi in cui sono messi a disposizione contingenti di potenza e sono fissati criteri di selezione basati sul rispetto di requisiti tecnici, di tutela ambientale e del territorio e di efficienza dei costi.

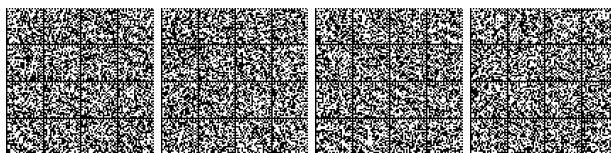
4. Per impianti di potenza pari o inferiore a 1 MW facenti parte di comunità dell'energia o di configurazioni di autoconsumo collettivo è possibile accedere a un incentivo diretto, alternativo rispetto a quello di cui ai commi 2 e 3, che premia, attraverso una specifica tariffa, graduabile anche sulla base della potenza degli impianti, l'energia autoconsumata istantaneamente. L'incentivo è attribuito direttamente, con richiesta da effettuare alla data di entrata in esercizio.

5. Nella definizione dei meccanismi di incentivazione di cui al presente articolo si applicano, inoltre, i seguenti criteri specifici:

a) è promosso l'abbinamento delle fonti rinnovabili con i sistemi di accumulo, in modo da consentire una maggiore programmabilità delle fonti, anche in coordinamento con i meccanismi di sviluppo della capacità di stoccaggio centralizzata;

b) nell'ambito dei meccanismi di cui ai commi 2 e 3, lettera b) è stabilito un accesso prioritario per gli impianti realizzati nelle aree identificate come idonee e nelle zone di accelerazione ai sensi dell'articolo 12 del decreto legislativo 25 novembre 2024, n. 190, a parità di offerta economica;

c) sono stabilite le condizioni di cumulabilità con le agevolazioni fiscali previste per la realizzazione degli impianti e dei sistemi di accumulo nonché con altri regimi di sostegno, ivi inclusi quelli del PNRR di cui al Capo IV, tenendo conto delle diverse caratteristiche sog-



gettive e degli impianti, mantenendo il principio secondo cui è garantita complessivamente un'equa remunerazione degli interventi;

d) non è consentito l'artato frazionamento delle iniziative al fine di incrementare i profitti economici oltre quanto stabilito dall'articolo 4, comma 2, lettera a), ovvero al fine di eludere i pertinenti meccanismi incentivanti;

e) è agevolata la partecipazione agli incentivi a chi installi impianti fotovoltaici a seguito di rimozione dell'amianto, con agevolazioni premiali e modalità di partecipazione quanto più possibile ampie. A tali fini:

1) non è necessario che l'area dove è avvenuta la sostituzione dell'amianto coincida con quella dove viene installato l'impianto, purché l'impianto sia installato sullo stesso edificio o in altri edifici catastalmente confinanti nella disponibilità dello stesso soggetto;

2) gli impianti fotovoltaici potranno occupare una superficie maggiore di quella dell'amianto sostituito, fermo restando che in tale caso saranno decurtati proporzionalmente in modo forfettario i benefici aggiuntivi per la sostituzione dell'amianto;

e-bis) è agevolata, in via prioritaria, la partecipazione agli incentivi a chi esegue interventi di rifacimento su impianti fotovoltaici esistenti realizzati in aree agricole che comportano la realizzazione di nuovi impianti o di nuove sezioni di impianto, separatamente misurabili, sulla medesima area e a parità della superficie di suolo agricolo originariamente occupata, con incremento della potenza complessiva;

e-ter) sono stabilite le specifiche tecniche che le apparecchiature e i sistemi per le energie rinnovabili devono rispettare per l'accesso ai regimi di sostegno ed essere ammissibili nell'ambito degli appalti pubblici;

f) le misure per l'utilizzo energetico delle biomasse sono disciplinate ai sensi dell'articolo 4-bis;

g) possono essere previste misure a favore della trasformazione ad uso plurimo di invasi, traverse e dighe esistenti, sia grandi, sia piccole, promuovendone, ove compatibile con gli ecosistemi, con la pianificazione energetica e con gli altri usi, anche l'utilizzo energetico, purché siano rispettati gli standard di sicurezza geomorfologica;

h) possono essere previste misure per integrare i ricavi conseguenti alla partecipazione al mercato elettrico, a favore di impianti a fonti rinnovabili che continuano ed essere eserciti al termine del periodo di diritto agli incentivi, con particolare riguardo agli impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione legati ai costi di approvvigionamento del combustibile, tenendo conto della necessità di contenimento dei costi secondo logiche di efficienza e comunque nel rispetto di un principio di economia circolare e della disciplina in materia di aiuto di Stato.»

Note all'art. 7:

— Si riporta il testo dell'articolo 10 del citato decreto legislativo n. 199 del 2021, così come modificato dal presente decreto:

«Art. 10 (Promozione dell'utilizzo dell'energia termica da fonti rinnovabili). — 1. Fermo restando quanto stabilito dall'articolo 7, comma 4 del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, il meccanismo di cui all'articolo 28 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 è aggiornato al fine di corrispondere all'obiettivo di cui all'articolo 3, comma 2, secondo i seguenti criteri:

a) si applica anche ad interventi per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili di grandi dimensioni, attraverso meccanismi di accesso competitivo;

b) sono ammesse all'incentivazione le comunità di energia rinnovabili nonché le configurazioni di autoconsumo collettivo per il tramite dei rispettivi soggetti rappresentanti, ivi inclusi i casi in cui i poteri di controllo delle comunità risultino attribuiti per la maggioranza a pubbliche amministrazioni, fermo restando il divieto di cumulo di più incentivi per lo stesso intervento;

b-bis) sono stabilite le specifiche tecniche che le apparecchiature e i sistemi per le energie rinnovabili devono rispettare per l'accesso ai regimi di sostegno ed essere ammissibili nell'ambito degli appalti pubblici;

c) sono promosse soluzioni tecnologiche che favoriscano l'utilizzazione integrata degli strumenti di cui al presente Titolo, per garantire la massima efficacia ed efficienza degli interventi, il miglioramento della prestazione energetica degli edifici e la massimizzazione dell'autoconsumo di energia rinnovabile prodotta negli edifici stessi, con particolare riferimento ai servizi di riscaldamento, raffrescamento e produzione di acqua calda sanitaria.

2. Con decreto del Ministro della transizione ecologica, previa intesa in sede di Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto

legislativo 28 agosto 1997, n. 281, da emanare entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, si provvede all'aggiornamento del meccanismo di cui al comma 1.»

Note all'art. 8:

— Si riporta il testo dell'articolo 11 del citato decreto legislativo n. 199 del 2021, come modificato dal presente decreto:

«Art. 11 (Incentivi in materia di biogas e produzione di biometano in materia di combustibili rinnovabili di origine non biologica). — 1. Il biometano prodotto ovvero immesso nella rete del gas naturale è incentivato mediante l'erogazione di una specifica tariffa di durata e valore definiti con i decreti di cui al comma 2, assicurando al produttore di biometano lo stesso livello di incentivazione per l'utilizzo nel settore dei trasporti e negli altri usi, ivi inclusi quelli per la produzione di energia elettrica e termica in impianti di cogenerazione industriale, anche in connessione a reti di teleriscaldamento e reti calore ed esclusi gli usi termoelettrici non cogenerativi. L'ARERA definisce le modalità con le quali le risorse per l'erogazione dell'incentivo di cui al presente comma trovano copertura a valere sul gettito delle componenti delle tariffe del gas naturale.

2. Entro il 31 dicembre 2023, con uno più decreti del Ministro della transizione ecologica sono definite le modalità di attuazione del comma 1, prevedendo le condizioni di cumulabilità con altre forme di sostegno, nonché la possibilità di estensione del predetto incentivo tariffario anche alla produzione di combustibili gassosi da fonti rinnovabili, ivi inclusa la produzione di idrogeno originato dalle biomasse e la produzione di biometano tramite gassificazione delle biomasse, nel rispetto dei limiti emissivi previsti dalla normativa dell'Unione europea e comunque dalla disciplina in materia di aiuti di Stato.

3. Per gli impianti di produzione di energia elettrica da biogas, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione oggetto di riconversione parziale per la produzione di biometano che accedono agli incentivi, la verifica del rispetto dei requisiti previsti per i rispettivi meccanismi di incentivazione si basa sulle quantità e tipologie dei materiali come risultanti dal titolo autorizzativo rilasciato ai sensi dell'articolo 24. In ogni caso, sono rispettati i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni calcolati sull'intero mix dei materiali utilizzati dall'impianto di digestione anaerobica, sia per la quota destinata alla produzione elettrica sia per quella destinata alla produzione di biometano, secondo quanto disciplinato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 14 novembre 2019, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 279 del 28 novembre 2019, in attuazione del Titolo V del presente decreto.

4. Con i medesimi decreti di cui al comma 2 sono altresì stabilite le modalità con le quali il regime incentivante di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 2 marzo 2018 recante "Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 65 del 19 marzo 2018, è coordinato con il regime di cui al comma 1, nel periodo successivo al 31 dicembre 2022 e fino al 30 giugno 2026.

5. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'articolo 21 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, è abrogato. Sono fatti salvi i diritti acquisiti e gli effetti prodotti, ivi inclusi quelli derivanti dall'attuazione del decreto di cui al comma 4.

5-bis. A decorrere dal 2026, una quota annua dei proventi derivanti dalla messa all'asta delle quote di emissione di CO₂ di cui all'articolo 23 del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47, di competenza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, è finalizzata in via prioritaria a misure di incentivazione funzionali al raggiungimento degli obiettivi di utilizzo dei combustibili rinnovabili di origine non biologica, incluso l'idrogeno rinnovabile, di cui al presente decreto, nell'industria e nel settore dei trasporti.»; b) la rubrica è sostituita dalla seguente: «Incentivi in materia di biogas e produzione di biometano e in materia di combustibili rinnovabili di origine non biologica.»

Note all'art. 10:

— Si riporta il testo dell'articolo 16 del citato decreto legislativo n. 199 del 2021, come modificato dal presente decreto:

«Art. 16 (Progetti comuni e trasferimenti statistici con altri Stati membri). — 1. Sulla base di accordi internazionali all'uopo stipulati, sono promossi e gestiti con gli Stati membri progetti comuni e trasferimenti statistici di produzioni di energia da fonti rinnovabili, relativi agli obiettivi 2020 e 2030, nel rispetto dei criteri di cui ai commi 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 e 10 del presente articolo.

1-bis. Entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, con le procedure di cui al comma 1 e tenendo conto anche degli accordi non vincolanti stipulati ai sensi dell'articolo



lo 14, del regolamento (UE) 2022/869 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 maggio 2022 è concordata l'istituzione con uno o più stati membri di un quadro di cooperazione sui progetti comuni di cui al comma 1, al fine di individuare, entro il 31 dicembre 2030, almeno due progetti ed, entro il 31 dicembre 2033, un terzo progetto, sulla base di un'apposita analisi costi-benefici. In ogni caso, la partecipazione con risorse nazionali al meccanismo unionale di finanziamento delle energie rinnovabili, istituito dal regolamento di esecuzione (UE) 2020/1294 della Commissione, del 15 settembre 2020, equivale alla realizzazione dei progetti di cui al primo periodo.

1-ter. Nell'ambito del quadro di cooperazione di cui al comma 1-bis, i progetti comuni offshore sono identificati tenendo conto dei Piani strategici di alto livello di sviluppo della rete offshore integrata per ciascun bacino marittimo e del Piano di sviluppo della rete a livello dell'Unione elaborati da European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), nonché degli esiti delle consultazioni pubbliche. Gli stessi progetti sono inclusi nei piani di gestione dello spazio marittimo, tenendo conto delle attività già in corso nelle zone interessate.

1-quater. Il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica notifica alla Commissione europea gli accordi di cooperazione stipulati, inclusa la data di operatività dei relativi progetti comuni.

2. Nel caso di trasferimenti statistici da altri Stati membri verso l'Italia:

a) gli accordi sono promossi se, sulla base dei dati statistici di produzione e delle previsioni di entrata in esercizio di nuovi impianti, si prospetta il mancato raggiungimento da parte dell'Italia degli obiettivi 2020 e 2030;

b) l'onere specifico per il trasferimento statistico e per i progetti comuni non è superiore al valore medio ponderato dell'incentivazione, in Italia, della produzione elettrica da impianti a fonti rinnovabili entrati in esercizio nell'anno precedente a quello di stipula dell'accordo;

c) gli accordi sono stipulati e gestiti con modalità che assicurano che l'energia oggetto del trasferimento statistico, ovvero la quota di energia proveniente dal progetto comune, contribuisca al raggiungimento degli obiettivi italiani in materia di fonti rinnovabili.

3. La copertura dei costi per i trasferimenti statistici e i progetti comuni di cui al comma 1, è assicurata dalle tariffe dell'energia elettrica e del gas naturale, con modalità fissate dall'ARERA successivamente alla stipula di ciascun accordo.

4. Nel caso di trasferimenti statistici dall'Italia verso altri Stati membri o regioni dell'Unione europea:

a) l'energia oggetto del trasferimento statistico, ovvero la quota di energia proveniente dal progetto comune, è determinata in modo da assicurare comunque il raggiungimento degli obiettivi italiani;

b) in caso di trasferimenti statistici, la scelta dello Stato o degli Stati membri verso cui ha effetto il trasferimento statistico avviene, a cura del Ministero della transizione ecologica, mediante valutazione delle manifestazioni di interesse, considerando anche il criterio del migliore vantaggio economico conseguibile;

c) i proventi derivanti dal trasferimento statistico sono attribuiti direttamente alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (di seguito: CSEA) e sono destinati, secondo modalità stabilite dall'ARERA sulla base di indirizzi adottati dal Ministro della transizione ecologica, alla riduzione degli oneri generali di sistema relativi al sostegno delle fonti rinnovabili ed alla ricerca di sistema elettrico, ovvero ad altre finalità connesse agli obiettivi italiani 2020 e 2030;

d) gli accordi sono notificati alla Commissione entro dodici mesi dalla fine di ciascun anno in cui hanno efficacia, indicando anche la quantità e il prezzo dell'energia in questione, ovvero sono perfezionati sulla piattaforma dell'Unione per lo sviluppo delle rinnovabili ("Union renewable development platform" - URDP) sviluppata dalla Commissione europea.

5. Per gli accordi di cui al presente articolo sono in ogni caso stabilite le misure necessarie ad assicurare il monitoraggio dell'energia trasferita.

6. La cooperazione per progetti comuni con altri Stati membri può comprendere operatori privati.

7. Il Ministero della transizione ecologica notifica 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.

8. La notifica di cui al comma 7:

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 sono 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;

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 sono computati ai fini della quota di energia da fonti rinnovabili dell'altro Stato membro.

9. Entro tre mesi dalla fine di ciascun anno che ricade nel periodo di cui al comma 8, lettera d), il Ministero della transizione ecologica emette una lettera di notifica alla Commissione europea e allo Stato membro interessato, 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 al comma 7;

b) la quantità di energia elettrica o di calore o freddo prodotta durante quell'anno da fonti rinnovabili da tale impianto che è computata ai fini della quota di energia da fonti rinnovabili di un altro Stato membro conformemente a quanto indicato nella notifica.

10. La notifica di cui al comma 9, è trasmessa allo Stato membro a favore del quale è effettuata la notifica e alla Commissione.

11. L'articolo 35 del decreto legislativo n. 28 del 2011, è abrogato.»

Note all'art. 11:

— Si riporta il testo dell'articolo 17 del citato decreto legislativo n. 199 del 2021, così come modificato dal presente decreto:

«Art. 17 (Progetti comuni con Paesi terzi). — 1. Ai fini del conseguimento degli obiettivi nazionali in materia di energie rinnovabili di cui all'articolo 3, è contabilizzata l'importazione di elettricità da fonti rinnovabili proveniente da Stati non appartenenti all'Unione europea, sulla base di accordi internazionali all'uopo stipulati con lo Stato da cui l'elettricità da fonti rinnovabili è importata. Le importazioni non beneficiano di incentivi economici, salvo che sia espressamente previsto in accordi intergovernativi. Tali accordi si conformano ai seguenti criteri:

a) il sostegno laddove previsto, è effettuato mediante il riconoscimento, sull'energia immessa nel sistema elettrico nazionale, di un incentivo che, rispetto a quello riconosciuto in Italia alle fonti e alle tipologie impiantistiche da cui l'elettricità è prodotta nel Paese terzo, è di pari durata e di entità inferiore, in misura fissata negli accordi di cui al presente articolo, tenendo conto della maggiore producibilità ed efficienza degli impianti nei Paesi terzi e del valore medio dell'incentivazione delle fonti rinnovabili in Italia;

b) la quantità di energia elettrica prodotta ed importata non ha beneficiato di regimi di sostegno del Paese Terzo dal quale proviene, diversi da aiuti agli investimenti concessi per la realizzazione degli impianti;

c) gli accordi sono stipulati e gestiti col fine di assicurare che l'energia prodotta e importata contribuisca al raggiungimento della quota complessiva di energia da fonti rinnovabili da conseguire al 2030 rispettando in particolare le seguenti condizioni:

1) 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;

2) 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;

3) la capacità nominata e la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte dell'impianto di cui al punto 4) si riferiscono allo stesso periodo;

4) l'energia elettrica è prodotta in impianti entrati in esercizio dopo il 25 giugno 2009 o da impianti che sono stati ristrutturati, accrescendone la capacità, dopo tale data.



d) sono stabilite le misure necessarie ad assicurare il monitoraggio dell'energia da fonti rinnovabili importata;

e) l'energia elettrica da fonti rinnovabili in un Paese terzo è presa in considerazione se è stata prodotta nel pieno rispetto del diritto internazionale in un paese terzo che risulta parte 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;

f) la quota o la quantità di energia elettrica prodotta da qualsiasi impianto nel territorio di un Paese terzo, computata ai fini della quota di energia rinnovabile di uno o più Stati membri nell'ambito della direttiva (UE) 2018/2001, è notificata alla Commissione Europea. 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 comma 1, lettera c), punti 1) e 2), ed è conforme alle condizioni di cui al comma 1, lettera c).

2. Con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro della transizione ecologica, di concerto con i Ministri degli affari esteri e della cooperazione internazionale può essere stabilito, salvaguardando gli accordi già stipulati, un valore dell'incentivo diverso da quello di cui alla lettera a) del comma 1, temperando gli oneri economici conseguenti al riconoscimento dell'incentivo stesso e gli effetti economici del mancato raggiungimento degli obiettivi.

3. La notifica di cui al comma 1, lettera f), è trasmessa al Paese terzo a favore del quale è effettuata la notifica e alla Commissione europea.

4. Gli articoli 36 e 37 del decreto legislativo n. 28 del 2011 sono abrogati.»

Note all'art. 12:

— Si riporta il testo dell'articolo 25 del citato decreto legislativo n. 199 del 2021, come modificato dal presente decreto:

«Art. 25 (*Semplificazioni per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili al servizio di edifici*). — 1.

2.

3. Decorsi centoventi giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto:

a) con il modello unico semplificato di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 19 maggio 2015, recante «Approvazione del modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici», pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 121 del 27 maggio 2015, è possibile richiedere anche il ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE, ivi incluso il ritiro dedicato di cui all'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;

b) il campo di applicazione del decreto di cui alla lettera a), è esteso agli impianti fotovoltaici di potenza fino a 50kW.

4. Con il modello unico semplificato di cui al comma 3, lettera a), è possibile richiedere al GSE l'accesso ai meccanismi di cui all'articolo 8 e all'articolo 7, comma 1, lettera a), decorsi sessanta giorni dalla data di entrata in vigore dei rispettivi decreti attuativi.

5. Le istanze presentate mediante il modello unico semplificato di cui al comma 3, lettera a), sono trasferite dai gestori di rete alla piattaforma digitale di cui all'articolo 19, ovvero alle piattaforme di cui all'articolo 19, comma 2, con modalità esclusivamente informatizzate.

6.

6-bis. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica sono stabilite le prescrizioni per la posa in opera degli impianti di produzione di calore da risorsa geotermica, ivi incluse le opere per la realizzazione del geoscambio, sia a circuito chiuso che aperto, destinati al riscaldamento e alla climatizzazione di edifici e alla produzione di energia elettrica.

6-ter.

6-quater. Sono fatte salve le modalità operative individuate dalle regioni che abbiano liberalizzato l'installazione di sonde geotermiche senza prelievo o immissione di fluidi nel sottosuolo.»

Note all'art. 13:

— Si riporta il testo dell'articolo 26 del citato decreto legislativo n. 199 del 2021, come modificato dal presente decreto:

«Art. 26 (*Obbligo di utilizzo dell'energia rinnovabile per il miglioramento della prestazione energetica degli edifici*). — 1. I progetti di edifici di nuova costruzione ed i progetti di ristrutturazioni rilevanti degli edifici esistenti e gli interventi di ristrutturazione di un impianto termico, ove tecnicamente, economicamente e funzionalmente fattibili, per i quali la richiesta del titolo edilizio è presentata decorsi centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, prevedono l'utilizzo di fonti rinnovabili per la copertura dei consumi di calore, di elettricità e per il raffrescamento secondo i principi minimi di integrazione di cui all'Allegato III del presente decreto.

2. Ferma restando l'acquisizione dei relativi atti di assenso, comunque denominati, le disposizioni di cui al comma 1, si applicano agli edifici di cui alla Parte seconda e all'articolo 136, comma 1, lettere b) e c), del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, e a quelli specificamente individuati come tali negli strumenti urbanistici, solo ove non incompatibili con i suddetti vincoli. Qualora, a seguito dell'acquisizione del parere dell'autorità competente sui predetti vincoli, il progettista evidenzia che il rispetto delle prescrizioni implica un'alterazione incompatibile con il loro carattere o aspetto, con particolare riferimento ai caratteri storici e artistici e paesaggistici, si applicano le disposizioni previste al comma 9.

2-bis. L'obbligo di cui al comma 1 può essere conseguito da terzi anche mediante l'installazione negli edifici pubblici di impianti a fonti rinnovabili per la copertura dei consumi di calore e di elettricità, secondo i principi minimi di integrazione di cui all'allegato III. Gli enti locali disciplinano con proprio provvedimento, anche in gestione associata o tramite ente sovraordinato o delegato, le modalità attuative del presente comma.

3. Le disposizioni di cui al comma 1, non si applicano agli edifici destinati a soddisfare esigenze meramente temporanee, e comunque da rimuovere entro il termine di 24 mesi dalla data della fine lavori di costruzione. A tal fine, l'indicazione di temporaneità dell'edificio e i termini per la rimozione devono essere espressamente contenuti nel pertinente titolo abilitativo alla costruzione.

4. L'inosservanza dell'obbligo di cui al comma 1, comporta il diniego del rilascio del titolo edilizio.

5. Il progettista inserisce i calcoli e le verifiche previste dall'Allegato III nella relazione di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo 4 agosto 2005, n. 192, o provvedimento equivalente di Regione o Provincia autonoma. Una copia della relazione suddetta è trasmessa al GSE ai fini del monitoraggio del conseguimento degli obiettivi in materia di fonti rinnovabili di energia e al fine di alimentare il Portale per l'efficienza energetica degli edifici di cui all'articolo 4-quater del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192.

6. Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili realizzati ai fini dell'assolvimento degli obblighi di cui al comma 1, a eccezione di quelli realizzati a servizio di edifici di nuova costruzione, accedono agli incentivi statali previsti per la promozione delle fonti rinnovabili, ivi inclusi fondi di garanzia e fondi di rotazione per l'erogazione di prestiti a tasso agevolato, fermo restando il rispetto dei criteri e delle condizioni di accesso e cumulabilità stabilite da ciascun meccanismo.

7. Le Regioni e le Province autonome possono stabilire incrementi dei valori di cui all'Allegato III e prevedere che il rispetto dell'obbligo di cui al comma 1, debba essere assicurato, in tutto o in parte, ricorrendo ad impieghi delle fonti rinnovabili diversi dalla combustione delle biomasse, qualora ciò risulti necessario per assicurare il processo di raggiungimento e mantenimento dei valori di qualità dell'aria.

8. Gli obblighi previsti da atti normativi regionali o comunali in materia di obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici sono adeguati alle disposizioni del presente articolo entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Decorso inutilmente il predetto termine, si applicano le disposizioni di cui al presente articolo.

9. L'impossibilità tecnica o economica di ottemperare, in tutto o in parte, agli obblighi di integrazione di cui al comma 1, è evidenziata dal progettista nella relazione di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, e dettagliata esaminando la



non fattibilità di tutte le diverse opzioni tecnologiche disponibili. In tali casi il valore di energia primaria non rinnovabile dell'edificio è ridotto secondo quanto previsto all'Allegato III, paragrafo 4.

10. Gli obblighi di cui al comma 1, del presente articolo non si applicano agli edifici pubblici posti nella disponibilità di corpi armati, nel caso in cui l'adempimento degli stessi risulti incompatibile con la loro natura e con la loro destinazione ovvero qualora vengano in rilievo materiali utilizzati unicamente a fini militari.

11. Decorsi centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono abrogati l'articolo 11 e l'Allegato 3 al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.»

Note all'art. 14:

— Si riporta il testo dell'articolo 27 del citato decreto legislativo n. 199 del 2021, come modificato dal presente decreto:

«Art. 27 (Obbligo di incremento dell'energia rinnovabile termica nelle forniture di energia). — 1. A decorrere dal 1° gennaio 2026, le società che effettuano vendita di energia termica sotto forma di calore per il riscaldamento e il raffrescamento a soggetti terzi per quantità superiori a 500 TEP annui provvedono affinché una quota dell'energia venduta sia rinnovabile.

2. Con decreto del Ministro della transizione ecologica da adottarsi entro il 31 dicembre 2022 sono definite le modalità:

a) di attuazione dell'obbligo di cui al comma 1, secondo traiettorie annuali coerenti con gli obiettivi generali di cui all'articolo 3, comma 2, che rispettino una graduale applicazione, valutando modalità differenziate in base alla tipologia di impianto, al fine di garantire una transizione equilibrata verso gli obiettivi di decarbonizzazione, tutelando gli investimenti in corso e assicurando adeguata certezza operativa agli operatori economici;

b) di verifica del rispetto dell'obbligo di cui al comma 1;

c) con cui può essere ridotta la soglia di cui al comma 1, tenendo conto dell'evoluzione del grado di raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3, e della sostenibilità economica degli investimenti;

d) con cui i soggetti obbligati che non rispettano l'obbligo di cui al comma 1 provvedono al versamento di un contributo compensativo in un fondo appositamente costituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali finalizzato alla realizzazione di interventi con effetto equivalente ai fini del raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3;

e) per l'utilizzo delle risorse confluite nel fondo di cui alla lettera d), secondo criteri di massima efficienza e riduzione dei costi nell'individuazione dei contributi compensativi per i soggetti obbligati al versamento.

e-bis) di ripartizione a carico dei soggetti obbligati dei costi delle attività di gestione, verifica e controllo dell'obbligo di cui al comma 1 secondo criteri di proporzionalità rispetto all'entità dell'obbligo medesimo;

e-ter) di esclusione dall'applicazione dell'obbligo dei contratti di servizio energia, o analoghi, già in essere alla data della sua entrata in vigore, in coerenza con il principio di certezza giuridica.

2-bis. Il calore di cui all'articolo 2, comma 1, lettera h), include il calore eccedente la quota parte rinnovabile, proveniente dalle operazioni di recupero di cui al punto R1 dell'allegato C alla parte quarta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.»

Note all'art. 16:

— Si riporta il testo dell'articolo 39 del citato decreto legislativo n. 199 del 2021, come modificato dal presente decreto:

«Art. 39 (Utilizzo dell'energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti). — 1. Al fine di promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti, i fornitori di combustibili destinati al settore medesimo, ivi inclusa l'energia elettrica, sono 15 obbligati a conseguire, entro il 2030, una quota almeno pari al 29 per cento di fonti rinnovabili sul consumo finale di energia nel settore dei trasporti, calcolata sulla base del contenuto energetico. La predetta quota è calcolata come rapporto percentuale fra le seguenti grandezze:

a) al denominatore: il contenuto energetico di benzina, gasolio stradale e marittimo, GPL, olio combustibile marittimo, metano,

biocarburanti, biometano e biogas per trasporti, anche qualora immessi nelle reti nazionali di trasporto e distribuzione del gas e combustibili rinnovabili di origine non biologica, carburanti da carbonio riciclato immessi in consumo nel settore dei trasporti, compresi i bunkeraggi marittimi internazionali, nonché il contributo dell'energia elettrica immessa in consumo nel settore dei trasporti tenuto conto, per il trasporto ferroviario di quanto previsto al comma 7-bis lettera d) e per quello stradale, di quanto previsto al comma 12-quater;

b) al numeratore: il contenuto energetico di biocarburanti, biometano e biogas per i trasporti, anche qualora immessi nelle reti nazionali di trasporto e distribuzione del gas, combustibili rinnovabili di origine non biologica e carburanti da carbonio riciclato immessi in consumo nel settore trasporti, compresi i bunkeraggi marittimi internazionali, nonché il contributo dell'energia elettrica da fonti rinnovabili immessa in consumo nel settore dei trasporti, tenuto conto, per il trasporto ferroviario di quanto previsto al comma 7-bis lettera d) e per quello stradale, di quanto previsto al comma 12-quater. I biocarburanti immessi in consumo ai sensi del presente comma operano in continuità con l'obbligo di cui all'articolo 2-quater del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81.

1-bis. In aggiunta alla quota percentuale di cui al comma 1, a decorrere dal 2023 la quota di biocarburanti liquidi sostenibili utilizzati in purezza immessa in consumo dai soggetti obbligati è gradualmente aumentata ed è equivalente ad almeno 300.000 tonnellate per il 2023, con incremento di 100.000 tonnellate all'anno fino ad 1 milione di tonnellate nel 2030 e negli anni successivi. I biocarburanti liquidi e gassosi utilizzati in purezza possono essere impiegati anche nel settore agricolo.

2. 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 V del presente decreto. Per i carburanti non inclusi in tale Allegato V si applicano le pertinenti norme ESO per calcolare il potere calorifico dei carburanti o, laddove non siano state adottate pertinenti norme ESO, le norme ISO.

2-bis. Ai fini di cui al comma 1, lettera b), il contributo dei combustibili rinnovabili di origine non biologica è preso in considerazione, alle condizioni di cui al comma 7, anche quando i medesimi sono utilizzati come prodotti intermedi per la produzione di:

a) carburanti per trasporti convenzionali;

b) biocarburanti, a condizione che la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra realizzata grazie all'uso di combustibili rinnovabili di origine non biologica non sia conteggiata nel calcolo della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivante dall'uso dei biocarburanti.

3. La quota di cui al comma 1 è raggiunta nel rispetto dei seguenti vincoli:

a) la quota di biocarburanti avanzati, biometano avanzato, biogas avanzati e da combustibili rinnovabili di origine non biologica, impiegati nel settore dei trasporti, è pari almeno all'otto per cento nel 2030, comprendente una quota pari all'uno per cento di combustibili rinnovabili di origine non biologica;

a-bis) la percentuale minima dell'1 per cento di cui alla lettera a) comprende una quota pari ad almeno lo 0,5 per cento di combustibili rinnovabili di origine non biologica utilizzati in modo diretto;

a-ter) al raggiungimento degli obblighi percentuali di cui al comma 1 può concorrere una quota dell'1 per cento di combustibili rinnovabili di origine non biologica, di bioidrogeno o di carburanti da carbonio riciclato, utilizzati nel settore dei trasporti in modo diretto;

b) previa approvazione della Commissione europea, il contributo dei biocarburanti e del biometano ovvero del biogas prodotti a partire da materie prime elencate nell'Allegato VIII, parte B, non può superare la quota del 5 per cento del contenuto energetico dei carburanti per il trasporto senza tener conto del fattore moltiplicativo di cui al comma 6, lettera a);

c) è rispettato quanto previsto all'articolo 40;

d) a partire dal 2023, la quota di biocarburanti miscelati alla benzina è almeno pari allo 0,5 per cento e a partire dal 2025 è almeno pari al 3 per cento sul totale della benzina immessa in consumo.

3-bis. Al fine di promuovere la produzione di biocarburanti liquidi sostenibili da utilizzare in purezza, aggiuntiva rispetto alle quote



obbligatorie di cui al comma 1 del presente articolo *e dei carburanti sostenibili per l'aviazione (SAF)*, la riconversione totale o parziale delle raffinerie tradizionali esistenti è incentivata mediante l'erogazione di un contributo in conto capitale assegnato secondo modalità e criteri definiti con i decreti di cui al comma 3-ter e comunque nei limiti delle disponibilità finanziarie del fondo di cui al medesimo comma 3-ter.

3-ter. Per le finalità di cui al comma 3-bis, è istituito nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica il Fondo per la decarbonizzazione e per la riconversione verde delle raffinerie esistenti, con una dotazione pari a euro 205 milioni per l'anno 2022, a euro 45 milioni per l'anno 2023 e a euro 10 milioni per l'anno 2024. Con uno o più decreti del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, da adottare entro il 31 marzo 2023, sono definiti modalità e criteri per la partecipazione alla ripartizione delle risorse, in attuazione del comma 3-bis. Ai relativi oneri si provvede:

a) quanto ad euro 150 milioni per l'anno 2022, mediante utilizzo delle risorse disponibili, in conto residui, sui pertinenti capitoli dello stato di previsione del Ministero della transizione ecologica, iscritte ai sensi dell'articolo 2, comma 1, del decreto-legge 14 ottobre 2019, n. 111, convertito, con modificazioni, dalla legge 12 dicembre 2019, n. 141, per 130 milioni di euro, e dell'articolo 2, comma 2, del medesimo decreto-legge n. 111 del 2019, per 20 milioni di euro, che sono versate all'entrata del bilancio dello Stato per restare acquisite all'erario;

b) quanto ad euro 55 milioni per l'anno 2022, ad euro 45 milioni per l'anno 2023 e ad euro 10 milioni per l'anno 2024, mediante corrispondente riduzione dell'autorizzazione di spesa di cui all'articolo 2, comma 1, del decreto-legge n. 111 del 2019, convertito, con modificazioni, dalla legge n. 141 del 2019.

3-quater. Il Ministro dell'economia e delle finanze è autorizzato ad apportare, con propri decreti, le occorrenti variazioni di bilancio.

4. Gli obblighi di cui ai commi 1, 1-bis e 3 sono raggiunti, tramite il ricorso a un sistema di certificati di immissione in consumo, nel rispetto di obblighi annuali, nonché secondo le condizioni, i criteri e le modalità di attuazione disciplinati con uno o più decreti del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica. Fino all'adozione del decreto di cui al primo periodo, si applica il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 16 marzo 2023, il cui avviso è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 96 del 24 marzo 2023, come modificato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 20 ottobre 2023, il cui avviso è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 268 del 16 novembre 2023. Gli obblighi di cui ai commi 1, 1-bis, e 3, lettera a):

1) per il GPL, si applicano a partire dall'anno 2027 in misura pari al 50 per cento e a partire dall'anno 2028 in misura pari al 100 per cento;

2) per il gas naturale e il biometano, impiegati nel trasporto stradale, a partire dall'anno 2026 si intendono automaticamente assolti in considerazione del fatto che la quota di biometano incentivato dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 2 marzo 2018, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 65 del 19 marzo 2018, e dal decreto del Ministro della transizione ecologica 15 settembre 2022, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 251 del 26 ottobre 2022, destinato al settore dei trasporti, supera la percentuale di obbligo minimo di cui al comma 1. Con i medesimi decreti di cui al primo periodo si provvede all'eventuale aggiornamento degli obblighi di cui ai commi 1, 1-bis, e 3, anche con distinzione tra il trasporto marittimo e gli altri settori, nonché all'eventuale integrazione degli elenchi di cui al comma 1 lettere a) e b), tenuto conto di quanto disposto dall'articolo 11, comma 2, e in attuazione dell'articolo 14, comma 1, lettera b). I decreti di cui al primo periodo recano, altresì, indicazioni operative per le modalità di attuazione del rispetto degli obblighi previsti all'articolo 4 del regolamento (UE) 2023/2405 in relazione alle quote di carburante sostenibile per l'aviazione disponibile negli aeroporti dell'Unione.

4-bis. Al fine del contrasto alle frodi nel rispetto dell'obbligo di cui al comma 1, i decreti di cui al comma 4 possono prevedere la facoltà del GSE di richiedere ai soggetti obbligati una garanzia, sotto forma di fidejussione bancaria o attraverso la costituzione di un deposito cauzionale infruttifero, a copertura del rispetto del medesimo obbligo.

5. Ai fini di cui al comma 1, sono considerati nel numeratore di cui al comma 1, lettera b), soltanto i carburanti o i biocarburanti che rispettano le seguenti condizioni:

a) i biocarburanti e il biometano ovvero il biogas per il trasporto ottemperano ai criteri di cui all'articolo 42;

b) i carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto presentano una riduzione di emissioni gas serra lungo il ciclo di vita pari almeno al 70 per cento, calcolata con la metodologia stabilita con regolamento delegato (UE) 2023/1185 della Commissione, del 10 febbraio 2023;

c) i carburanti derivanti da carbonio riciclato presentano una riduzione di emissioni gas serra lungo il ciclo di vita pari almeno al 70 per cento, calcolata con la metodologia stabilita dal regolamento delegato (UE) 2023/1185 della Commissione, del 10 febbraio 2023.

6. Se l'energia elettrica è utilizzata per la produzione di combustibili rinnovabili di origine non biologica, direttamente o per la produzione di prodotti intermedi, per determinare la quota di energia rinnovabile è utilizzata la quota media di energia elettrica da fonti rinnovabili nel paese di produzione, misurata due anni prima dell'anno di riferimento. L'energia elettrica ottenuta mediante un collegamento diretto a un impianto di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili può essere interamente conteggiata come rinnovabile se utilizzata per la produzione di combustibili rinnovabili di origine non biologica, a condizione che il medesimo impianto:

a) non entri in esercizio prima dell'entrata in esercizio dell'impianto che produce i combustibili rinnovabili di origine non biologica;

b) non sia collegato alla rete.

6-bis. In deroga al comma 6, lettera b), l'energia elettrica utilizzata per la produzione di combustibili rinnovabili di origine non biologica può essere interamente conteggiata come rinnovabile anche nel caso in cui l'impianto di generazione sia collegato alla rete, a condizione, alternativamente, che:

a) si dimostri che l'energia medesima è stata fornita senza alcun prelievo dalla rete;

b) l'energia medesima ove prelevata dalla rete, sia prodotta esclusivamente da fonti rinnovabili e che le proprietà rinnovabili e altri criteri adeguati siano dimostrati, garantendo che le proprietà rinnovabili di tale energia elettrica siano contate una sola volta e in un solo settore di utilizzo finale.

7. Ai fini di cui al comma 1, si applicano i seguenti fattori moltiplicativi:

a) il contributo dei biocarburanti e del biometano ovvero del biogas per il trasporto, prodotti dalle materie prime elencate nell'allegato VIII, è pari al doppio del loro contenuto energetico; il contributo dei combustibili rinnovabili di origine non biologica impiegati nel settore dei trasporti è pari al doppio del loro contenuto energetico solo quando utilizzati per uso diretto, mentre nei casi di cui al comma 2-bis, il contributo energetico è pari a 1,6 volte il loro contenuto energetico;

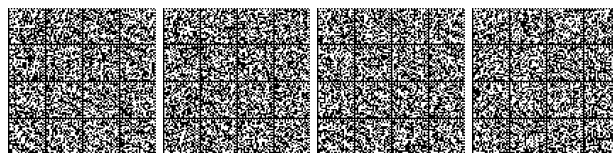
b) limitatamente al settore dell'aviazione e del trasporto marittimo, nel caso dei biocarburanti, del biometano e del biogas per il trasporto, prodotti dalle materie prime elencate nell'allegato VIII, parte A, il contributo è pari a 1,2 volte il loro contenuto energetico, mentre nel caso di combustibili di origine non biologica impiegati nel settore dei trasporti è pari a 1,5 volte il loro contenuto energetico;

c) il contributo dell'energia elettrica da fonte rinnovabile rispetto all'energia elettrica complessiva è pari a 4 volte il suo contenuto energetico se fornita a veicoli stradali e 1,5 volte il suo contenuto energetico se fornita al trasporto ferroviario;

d) per i soli impianti non incentivati, il contributo dei biocarburanti e del biometano ovvero del biogas per il trasporto, prodotti dalle materie prime elencate nell'allegato VIII, che dimostrino, con modalità disciplinate dai decreti di cui al comma 4, di aver conseguito una riduzione di emissioni gas serra lungo il ciclo di vita superiore al 120 per cento, è pari a 1,2 volte il suo contenuto energetico in aggiunta alle altre previsioni del presente decreto.

7-bis. Per il conteggio dell'energia elettrica da fonti rinnovabili fornita al settore dei trasporti ai fini dell'obbligo di cui al comma 1:

a) la quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili fornita al settore dei trasporti è determinata moltiplicando la quantità stessa per la quota media di energia elettrica da fonti rinnovabili fornita nel territorio nazionale nei due anni precedenti;



b) la quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili fornita al settore dei trasporti è conteggiata interamente come energia rinnovabile nel caso in cui l'energia elettrica sia ottenuta mediante collegamento diretto a un impianto di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili;

c) l'energia elettrica prodotta da un veicolo elettrico solare e utilizzata per il consumo del veicolo stesso può essere conteggiata come pienamente rinnovabile;

d) nel caso del trasporto ferroviario, si tiene conto della sola energia elettrica ottenuta mediante collegamento diretto a un impianto di generazione da fonti rinnovabili.

7-ter. Fino al 31 dicembre 2030, ai fini dei calcoli di cui al comma 1, lettera a), la quantità di energia fornita al settore del trasporto marittimo è considerata in misura non superiore al 13 per cento del consumo finale lordo di energia sul territorio nazionale.

8. (abrogato)

9. (abrogato)

10. (abrogato)

11. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Comitato tecnico consultivo di cui all'articolo 33, comma 5-sexies del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, opera presso il Ministero della transizione ecologica nella composizione e con le competenze di cui al medesimo comma 5-sexies, ivi incluse quelle in materia di combustibili e combustibili da biomassa, bioliquidi e carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica, nonché carburanti da carbonio riciclato, come definiti dall'articolo 2. I componenti del comitato di cui al primo periodo sono nominati dal Ministro della transizione ecologica.

12. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'articolo 33 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, ad eccezione del comma 5-sexies, è abrogato.

12-bis. Ai fini dell'obbligo di cui al comma 1, non sono conteggiati al denominatore di cui alla lettera a) del secondo periodo del medesimo comma i consumi di carburanti per aviazione. Nel caso dei carburanti per aviazione, si applica il regolamento (UE) 2023/2405 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 ottobre 2023. I soggetti che forniscono in consumo esclusivamente combustibili rinnovabili di origine non biologica ovvero che immettono energia elettrica nell'ambito del trasporto ferroviario sono esonerati dall'obbligo di cui al comma 1.

12-ter. I soggetti che forniscono esclusivamente energia elettrica sono esonerati dall'obbligo della quota minima stabilita alla lettera a) del comma 3.

12-quater. Ai fini dell'obbligo di cui al comma 1, i fornitori di energia elettrica conteggiano anche i quantitativi dai medesimi fornitori ai punti di ricarica privati a uso delle proprie flotte aziendali, anche di trasporto pubblico, con una potenza di uscita cumulativa nello stesso punto di connessione di almeno 50kW ed a condizione che tali quantitativi possano essere quantificati, verificati e certificati dal GSE, che a tal fine emana apposito regolamento applicativo.

12-quinquies. Il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, anche su indicazione del Comitato di cui al comma 11 del presente articolo, segnala alle autorità competenti di altri Stati membri, nonché alla Commissione europea, eventuali comportamenti fraudolenti con riferimento al rispetto degli obblighi di cui al presente articolo e dei criteri di cui all'articolo 42.

12-sexies. Entro il 30 giugno di ciascun anno, il GSE trasmette al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica una relazione sull'assolvimento degli obblighi di immissione in consumo definiti ai sensi del comma 4. In caso di violazione degli obblighi di immissione in consumo definiti ai sensi del comma 4, si applicano le seguenti sanzioni:

a) in caso di violazione degli obblighi previsti dai commi 1, 1-bis e 3, lettera a) relativi all'immissione in consumo di biocarburanti avanzati liquidi e gassosi e lettera d) si applica la sanzione amministrativa pecuniaria di quattromila euro per ogni certificato di immissione in consumo mancante nell'anno di riferimento. La sanzione di cui al secondo periodo comminata per un anno non estingue l'obbligo di immissione in consumo che l'ha generata e l'obbligo inavaso è riportato in capo allo stesso soggetto obbligato per l'anno successivo in aggiunta a quello derivante dall'obbligo relativo allo stesso anno.

b) in caso di violazione degli obblighi previsti dal comma 3, lettere a) e a-bis) relativi esclusivamente all'immissione in consumo di

combustibili rinnovabili di origine non biologica si applica la sanzione amministrativa pecuniaria di quattromila euro per ogni certificato di immissione in consumo mancante nell'anno di riferimento.

12-septies. Il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica notifica gli estremi della violazione ai soggetti obbligati inadempienti ai sensi dell'articolo 16 della legge 24 novembre 1981, n. 689. Qualora non sia stato effettuato il pagamento in misura ridotta, è trasmesso un documentato rapporto al prefetto del luogo in cui si trova la sede legale del soggetto che ha commesso la violazione, ai sensi degli articoli 17 e 18 della legge 24 novembre 1981, n. 689, ai fini dell'adozione, da parte del medesimo, della relativa ordinanza d'ingiunzione.»

Note all'art. 17:

— Si riporta il testo dell'articolo 40 del citato decreto legislativo n. 199 del 2021, come modificato dal presente decreto:

«Art. 40 (Norme specifiche per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti da colture alimentari e foraggere). — 1. Ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di cui all'articolo 3 e degli obblighi dell'articolo 39:

a) la quota di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa consumati nei trasporti, quando prodotti a partire da colture alimentari o foraggere, non deve superare più di un punto percentuale la quota di tali carburanti nel consumo finale di energia nel settore dei trasporti nel 2020 che, ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3, è pari al 3,6 per cento e, ai fini degli obblighi di cui all'articolo 39, è pari al 2,3 per cento;

b) fermo restando quanto previsto alla lettera c), la quota dei biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa, tutti prodotti a partire da colture alimentari o foraggere, che sono qualificati a elevato rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni con atto delegato della Commissione europea, e 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, che ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3 è pari all'1,4 per cento e che ai fini dell'obbligo di cui all'articolo 39 è pari allo 0,6 per cento. Tale livello di consumo:

1) nell'anno 2025, è pari all'1,4 per cento ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3 e allo 0,5 per cento ai fini dell'obbligo di cui all'articolo 39;

2) nell'anno 2026, è pari all'1,1 per cento ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3 e allo 0,4 per cento ai fini dell'obbligo di cui all'articolo 39;

3) nell'anno 2027, è pari allo 0,8 per cento ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3 e allo 0,3 per cento ai fini dell'obbligo di cui all'articolo 39;

4) nell'anno 2028, è pari allo 0,6 per cento ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3 e allo 0,2 per cento ai fini dell'obbligo di cui all'articolo 39;

5) nell'anno 2029, è pari allo 0,3 per cento ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3 e allo 0,1 per cento ai fini dell'obbligo di cui all'articolo 39;

6) nell'anno 2030, è pari allo 0 per cento ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3 e ai fini dell'obbligo di cui all'articolo 39.

Il limite non si applica con riferimento ai biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa certificati a basso rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni in conformità al relativo atto delegato della Commissione europea;

c) non è conteggiata la quota di biocarburanti e bioliquidi, nonché di combustibili da biomassa, prodotti a partire da olio di palma, salvo che gli stessi siano certificati come biocarburanti, bioliquidi o combustibili da biomassa a basso rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni, nel rispetto dei criteri dettati dall'articolo 4 del Regolamento delegato (UE) 2019/807 della Commissione europea.

2. Tutti i combustibili di cui alla lettera c) del comma 1 non possono beneficiare di alcuna misura di sostegno, fatta eccezione per i combustibili certificati ai sensi del medesimo comma 1, lettera c).»



Note all'art. 18:

— Si riporta il testo dell'articolo 41 del citato decreto legislativo n. 199 del 2021, come modificato dal presente decreto:

«Art. 41 (Altre disposizioni nel settore del trasporto). — 1. (abrogato)

2. (abrogato)

3. Il Ministero della transizione ecologica, anche su indicazione del Comitato di cui all'articolo 39, comma 11 segnala alle autorità competenti di altri Stati membri dell'Unione europea eventuali comportamenti fraudolenti con riferimento al rispetto degli obblighi di cui all'articolo 39 e dei criteri di cui all'articolo 42.»

Note all'art. 20:

— Si riporta il testo dell'articolo 42 del citato decreto legislativo n. 199 del 2021, come modificato dal presente decreto legislativo:

«Art. 42 (Criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa). — 1. Al fine di contribuire al raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3 e del soddisfacimento degli obblighi di cui all'articolo 39, nonché per beneficiare di regimi sostegno, i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa, indipendentemente dall'origine geografica della biomassa, sono presi in considerazione solo se rispettano:

a) i criteri di sostenibilità di cui ai commi da 6 a 11;

b) i criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui al comma 12;

c) i criteri di efficienza energetica di cui ai commi 14 e 15.

2. I criteri di cui al comma 1, lettere a), b), c) non si applicano con riferimento ad impianti di produzione di energia elettrica, di riscaldamento e di raffrescamento o di carburanti:

a) di potenza termica nominale totale inferiore a 7,5 MW che impiegano combustibili solidi da biomassa;

b) di potenza termica nominale totale inferiore a 2 MW che impiegano combustibili gassosi da biomassa.

b-bis) nel caso di impianti che producono combustibili gassosi da biomassa con la seguente portata media di biometano:

1) inferiore o uguale a 200 metri cubi di metano equivalente/h misurate in condizioni standard di temperatura e pressione, ossia zero gradi centigradi e pressione atmosferica di 1 bar;

2) se il biogas è composto da una miscela di metano e di altro gas non combustibile, per la portata di metano, la soglia di cui al numero 1) ricalcolata in proporzione alla percentuale volumetrica di metano nella miscela.

3. In ogni caso, l'accesso a nuovi regimi di sostegno da parte degli impianti di cui al comma 2 è condizionato al rispetto di criteri tecnici che assicurano una riduzione delle emissioni comparabile a quella prevista dal comma 12. Tali criteri sono stabiliti dai decreti istitutivi dei meccanismi di incentivazione. Ai fini dell'accesso ai regimi di sostegno, gli impianti di digestione anaerobica compresi tra quelli di cui al comma 2 garantiscono la copertura delle vasche di digestato con sistemi di captazione e recupero di gas.

4. I criteri di cui al comma 1, lettere a) e c) non si applicano con riferimento a:

a) biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa prodotti a partire da rifiuti e residui diversi dai residui dell'agricoltura, dell'acquacoltura, della pesca e della silvicoltura;

b) rifiuti e residui che sono stati trasformati in un prodotto prima di essere trattati per ottenere biocarburante, bioliquido o combustibile da biomassa.

5. I criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui alla lettera b) del comma 1 non si applicano con riferimento all'energia elettrica, il riscaldamento e il raffrescamento prodotti a partire da rifiuti solidi urbani.

6. Nel caso di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa prodotti a partire da rifiuti e residui provenienti da terreni agricoli, gli operatori economici che li producono dispongono di piani di monitoraggio o di gestione dell'impatto sulla qualità del suolo e sul carbonio nel suolo, redatti in base a linee guida adottate con decreto non regolamentare del Ministero della transizione ecologica entro novanta giorni dalla data di pubblicazione del presente decreto, su proposta dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (di seguito:

ISPRA). Le informazioni relative al rispetto di tali piani di monitoraggio e di gestione, anche concernenti il mantenimento del contenuto del carbonio nei suoli, sono comunicate a ISPRA, ai fini dello svolgimento delle proprie attività di controllo.

7. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa provenienti dall'agricoltura non devono essere prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che presentano un elevato valore in termini di biodiversità, ossia terreni che nel gennaio 2008, ovvero successivamente, si trovavano in una delle situazioni di seguito indicate, indipendentemente dal fatto che abbiano o meno conservato dette situazioni:

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 nei quali i processi ecologici non siano stati perturbati in modo significativo, boschi vetusti ai sensi dell'articolo 3, comma 2, lettera s-bis), del testo unico in materia di foreste e filiere forestali, di cui al decreto legislativo 3 aprile 2018, n. 34, nonché foreste antiche quali definite nel Paese in cui è situata la foresta;

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 del Paese in cui le materie prime sono state coltivate, 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, a meno che non sia dimostrato che la produzione delle predette materie prime e le normali attività di gestione non hanno interferito con la finalità di protezione della natura:

1) per scopi di protezione della natura a norma delle leggi o dall'autorità competente del Paese in cui le materie prime sono state coltivate; nel caso di materie prime coltivate in Italia, si tratta delle aree protette individuate ai sensi della legge 6 dicembre 1991, n. 394, delle aree marine protette di cui alla legge del 31 dicembre 1982, n. 979, e dei siti della rete Natura 2000, di cui al decreto del Presidente della Repubblica dell'8 settembre 1997, n. 357;

2) 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 da parte della Commissione europea;

d) terreni erbosi naturali ad elevata biodiversità aventi un'estensione superiore a un ettaro, ossia:

1) 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

2) 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 del paese in cui la materia prima è stata coltivata a meno che non sia dimostrato che il raccolto delle materie prime è necessario per preservarne lo status di terreni erbosi ad elevata biodiversità.

d-bis) brughiera.

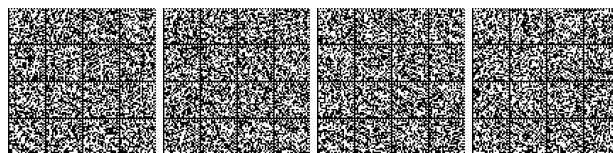
7-bis. Le lettere a), b), d) e d-bis) del comma 7 si applicano anche ai biocarburanti, ai bioliquidi e ai combustibili da biomassa ottenuti a partire da biomassa forestale che non rispettano i criteri di cui al comma 10, lettera a), numeri 5-bis) e 5-ter).

8. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa provenienti dall'agricoltura non devono essere 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, nel frattempo persi:

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 per cento 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 per cento e il 30 per cento 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 VI, parte C, sono soddisfatte le condizioni di cui al comma 12.

8-bis. La lettera a) del comma 8 si applica anche ai biocarburanti, ai bioliquidi e ai combustibili da biomassa ottenuti a partire da biomassa forestale che non rispettano i criteri di cui al comma 10, lettera a), numeri 5-bis) e 5-ter).

9. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa provenienti dall'agricoltura non devono essere 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. Il primo periodo si applica anche ai biocarburanti, ai bioliquidi e ai combustibili da biomassa ottenuti a partire da biomassa forestale che non rispettano i criteri di cui al comma 10, lettera a), numeri 5-bis) e 5-ter).

10. In conformità con quanto disposto dal regolamento di esecuzione (UE) 2022/2448 della Commissione, del 13 dicembre 2022, i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti da biomassa forestale devono soddisfare i seguenti criteri, per ridurre al minimo il rischio di utilizzare biomassa forestale derivante da una produzione non sostenibile:

a) il Paese in cui è stata raccolta la biomassa forestale ha introdotto e attua leggi nazionali o locali applicabili nell'ambito della raccolta, ovvero sistemi di monitoraggio e di applicazione che garantiscono:

- 1) la legalità delle operazioni di raccolta;
- 2) la rigenerazione forestale delle superfici oggetto di

raccolta;

3) 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, allo scopo di preservare la biodiversità e prevenire la distruzione degli habitat;

4) la realizzazione della raccolta sia effettuata tenendo conto del mantenimento della qualità del suolo e della biodiversità secondo principi di gestione sostenibile delle foreste con l'obiettivo di ridurre al minimo qualsiasi eventuale impatto negativo e in modo da evitare la raccolta di ceppi e radici, il degrado dei boschi vetusti ai sensi dell'articolo 3, comma 2, lettera s-bis), del testo unico di cui al decreto legislativo 3 aprile 2018, n. 34, nonché delle foreste primarie e antiche quali definite nel Paese in cui è situata la foresta o la loro conversione in piantagioni forestali e la raccolta su suoli vulnerabili;

4-bis) la realizzazione della raccolta sia effettuata in conformità alle soglie massime per i grandi tagli a raso quali definiti dalla legislazione vigente, ovvero da quella del Paese in cui è situata la foresta, nonché alle soglie di conservazione adeguate a livello locale ed ecologico per il prelievo di legno morto e la raccolta sia effettuata in conformità all'obbligo di utilizzare sistemi di abbattimento che minimizzano qualsiasi eventuale impatto negativo sulla qualità del suolo, compresa la compattazione del suolo, e sulle caratteristiche della biodiversità e sugli habitat;

5) che la raccolta mantenga o migliori la capacità produttiva a lungo termine delle foreste;

5-bis) che le foreste in cui è raccolta la biomassa forestale non provengano da terreni che presentano gli status di cui rispettivamente al comma 7, lettere a), b), d) ed e), al comma 8, lettera a), e al comma 9, alle stesse condizioni di determinazione dello status dei terreni di cui ai suddetti commi;

5-ter) che gli impianti che producono biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa forestale rilascino una dichiarazione di affidabilità, corroborata da processi interni a livello dell'impresa, ai fini degli audit effettuati a norma dell'articolo 43, commi 1 e 2, comprovante che la biomassa forestale non proviene dai terreni di cui al numero 6) del presente comma.

b) se non vi è evidenza rispetto a quanto previsto alla lettera a), sono attuati sistemi di gestione a livello di zona di approvvigionamento forestale che garantiscono:

- 1) la legalità delle operazioni di raccolta;
- 2) la rigenerazione forestale delle superfici oggetto di

raccolta;

3) la protezione delle aree designate, ai sensi di leggi internazionali o nazionali o dall'autorità competente, per scopi di protezione

ne della natura, comprese le zone umide, i terreni erbosi, le brughiere e le torbiere, allo scopo di preservare la biodiversità e prevenire la distruzione degli habitat, a meno che non sia dimostrato che la raccolta di tali materie prime non ha interferito con detti scopi di protezione della natura;

4) che la raccolta sia effettuata tenendo conto del mantenimento della qualità del suolo e della biodiversità secondo principi di gestione sostenibile delle foreste con l'obiettivo di ridurre al minimo qualsiasi eventuale impatto negativo e in modo da evitare la raccolta di ceppi e radici, il degrado delle foreste primarie e antiche quali definite nel paese in cui è situata la foresta o la loro conversione in piantagioni forestali e la raccolta su suoli vulnerabili; che la raccolta sia effettuata in conformità delle soglie massime per i grandi tagli a raso quali definiti nel paese in cui è situata la foresta e a soglie di conservazione adeguate a livello locale ed ecologico per il prelievo di legno morto e che la raccolta sia effettuata in conformità dell'obbligo di utilizzare sistemi di abbattimento che minimizzino qualsiasi eventuale impatto negativo sulla qualità del suolo, compresa la compattazione del suolo, e sulle caratteristiche della biodiversità e sugli habitat;

5) che la raccolta mantenga o migliori la capacità produttiva a lungo termine delle foreste.

11. A decorrere dall'adozione di appositi atti di esecuzione della Commissione europea, i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti da biomassa forestale devono rispettare i seguenti criteri relativi alla destinazione dei suoli, al cambiamento della destinazione dei suoli e alla silvicoltura (land-use, land-use change and forestry - LULUCF):

a) il paese o l'organizzazione regionale di integrazione economica in cui ha avuto origine la biomassa forestale è parte dell'accordo di Parigi del 12 dicembre 2015 e

1) ha presentato, nell'ambito della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, un contributo determinato a livello nazionale (nationally determined contribution - NDC), 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; oppure

2) dispone di leggi nazionali o subnazionali, in conformità dell'articolo 5 dell'accordo di Parigi del 12 dicembre 2015, applicabili alla zona di raccolta, per conservare e migliorare le scorte e i pozzi di assorbimento di carbonio, che forniscono le prove che le emissioni registrate relativamente al settore LULUCF non superano gli assorbimenti;

b) se non vi è evidenza rispetto a quanto previsto alla lettera a) devono essere in vigore 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.

12. L'uso di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa assicura una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, calcolata in conformità all'articolo 44, pari almeno:

a) al 50 per cento per i biocarburanti, il biometano ovvero i biogas consumati nel settore del trasporto e i bioliquidi prodotti negli impianti in esercizio al 5 ottobre 2015 o prima di tale data;

b) al 60 per cento per i biocarburanti, il biometano ovvero i biogas consumati nel settore del trasporto e i bioliquidi prodotti negli impianti entrati esercizio dal 6 ottobre 2015 al 31 dicembre 2020;

c) al 65 per cento per i biocarburanti, il biometano ovvero i biogas consumati nel settore del trasporto e i bioliquidi prodotti negli impianti entrati in esercizio dal 1° gennaio 2021;

d) all'80 per cento per l'energia elettrica, il riscaldamento e il raffrescamento da combustibili da biomassa usati negli impianti entrati in esercizio dopo il 20 novembre 2023.

d-bis) per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento da combustibili da biomassa, escluso il biometano, usati negli impianti con una potenza termica nominale totale superiore a 10 MW entrati in funzione tra il 1° gennaio 2021 e il 20 novembre 2023:

1) al 70 per cento fino al 31 dicembre 2029;

2) all'80 per cento a decorrere dal 1° gennaio 2030;



d-ter) per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento da combustibili gassosi da biomassa, escluso il biometano, usati negli impianti con una potenza termica nominale totale pari o inferiore a 10 MW entrati in funzione tra il 1° gennaio 2021 e il 20 novembre 2023:

1) al 70 per cento prima che gli impianti siano stati operativi per quindici anni;

2) almeno all'80 per cento dopo che gli impianti siano stati operativi per quindici anni;

d-quater) per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento da combustibili da biomassa, escluso il biometano, usati in impianti con una potenza termica nominale totale, pari o superiore, a 10 MW entrati in funzione prima del 1° gennaio 2021, almeno all'80 per cento dopo che gli impianti siano stati operativi per quindici anni, non prima del 1° gennaio 2026 e non oltre il 31 dicembre 2029;

d-quinques) per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento da combustibili gassosi da biomassa, escluso il biometano, usati in impianti con una potenza termica nominale totale inferiore a 10 MW entrati in funzione prima del 1° gennaio 2021, almeno all'80 per cento dopo che gli impianti siano stati operativi per quindici anni e non prima del 1° gennaio 2026;

d-sexies) per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento da biometano immesso in rete almeno all'80 per cento.

12-bis. I requisiti di cui al comma 12, fatto salvo quanto previsto al comma 16, si applicano a decorrere da sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente disposizione per l'energia elettrica e il calore prodotti da biogas e da biomasse solide.

13. Ai fini di cui al comma 12 del presente articolo, un impianto è considerato in esercizio quando sono state avviate la produzione fisica dei biocarburanti, del biometano ovvero 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.

14. Gli impianti di produzione di energia elettrica da combustibili da biomassa che sono entrati in esercizio o che sono stati convertiti per l'utilizzo di combustibili da biomassa dopo il 25 dicembre 2021 concorrono al raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3, solo se rispettano i seguenti requisiti, la soddisfazione dei quali non costituisce condizione per accedere a eventuali regimi di sostegno approvati entro il 25 dicembre 2021:

a) l'energia elettrica è prodotta in impianti con una potenza termica nominale totale inferiore a 50 MW;

b) l'energia elettrica è prodotta da impianti con una potenza termica nominale totale da 50 a 100 MW che applicano una tecnologia di cogenerazione ad alto rendimento, oppure è prodotta da impianti per la produzione di sola energia elettrica che sono 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;

c) l'energia elettrica è prodotta da impianti con una potenza termica nominale totale superiore a 100 MW applicando una tecnologia di cogenerazione ad alto rendimento o da impianti che producono solo energia elettrica e che raggiungono un'efficienza energetica netta almeno pari al 36%;

d) l'energia elettrica è prodotta applicando la cattura e lo stoccaggio del CO₂ da biomassa.

15. Fermo restando quanto previsto al comma 14, gli impianti per la produzione di sola energia elettrica che sono entrati in esercizio o che sono stati convertiti per l'utilizzo di combustibili da biomassa dopo il 25 dicembre 2021 sono presi in considerazione ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3 solo se dalla valutazione effettuata ai sensi dell'articolo 10, comma 7, del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, 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.

16. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, con uno o più decreti del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, sono definiti sistemi di certificazione semplificati per gli impianti per produzione di energia

elettrica, riscaldamento e raffrescamento con potenza termica nominale totale compresa tra 7,5 e 20 MW. Con i medesimi decreti di cui al primo periodo si provvede altresì all'istituzione del sistema nazionale di certificazione della sostenibilità, anche al fine di tenere conto dell'evoluzione della normativa eurolunitaria in materia. Nelle more dell'adozione dei decreti di cui al primo periodo, e comunque non oltre il 30 giugno 2027, l'energia elettrica e il calore prodotti da combustibili solidi da biomassa, in impianti di potenza compresa tra 7,5 e 20 MW, rilevano ai fini del raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3 e del soddisfacimento degli obblighi di cui all'articolo 39 e sono ammessi ai regimi di sostegno, senza la verifica del rispetto dei requisiti di cui ai commi da 5 a 12 del presente articolo.

17. (abrogato)

18. L'articolo 38 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 è abrogato dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

18-bis. Con riferimento alla produzione di energia elettrica e calore da biomasse solide e gassose, le disposizioni di cui all'articolo 43, comma 1, si applicano secondo quanto previsto dal decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 14 novembre 2019, fermo restando quanto previsto dal comma 16 del presente articolo in ordine al suo aggiornamento.

18-ter. Fino al 31 dicembre 2030, l'energia prodotta da biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa può essere presa in considerazione ai fini di cui al comma 1 se ricorrono le seguenti condizioni:

a) il sostegno è stato concesso prima del 20 novembre 2023 in conformità ai criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui all'articolo 29 della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018 nella sua versione in vigore il 29 settembre 2020;

b) il sostegno è stato concesso sotto forma di sostegno a lungo termine per il quale è stato stabilito un importo fisso all'inizio del periodo di sostegno e a condizione che sia in vigore un meccanismo di correzione per garantire l'assenza di sovracompensazione.»

Note all'art. 22:

— Si riporta il testo dell'articolo 43 del citato decreto legislativo n. 199 del 2021, come modificato dal presente decreto:

«Art. 43 (Verifica della conformità con i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra). — 1. Per garantire il rispetto di quanto previsto agli articoli 3, 39 e 42, è certificata ogni partita di biocarburanti, bioliquidi, combustibili da biomassa, combustibili rinnovabili di origine non biologica, carburanti da carbonio riciclato. A tal fine, tutti gli operatori economici appartenenti alla filiera di produzione aderiscono al Sistema nazionale di certificazione della sostenibilità ovvero a un sistema volontario di certificazione, che dimostri che sono stati rispettati i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, conformemente all'atto di esecuzione adottato a norma dell'articolo 30, paragrafo 8, della direttiva (UE) 2023/2413 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 ottobre 2023.

2. Il Sistema di certificazione della sostenibilità garantisce:

a) che tutti gli operatori economici appartenenti alla filiera di produzione forniscano le informazioni che concorrono alla dimostrazione del rispetto dei criteri di sostenibilità e del criterio delle riduzioni delle emissioni;

b) un livello adeguato di verifica indipendente da parte terza delle informazioni presentate per:

1) accertare che i sistemi utilizzati dagli operatori economici siano precisi, affidabili e a prova di frode, valutando anche la frequenza e il metodo di campionamento usati e la solidità dei dati;

2) verificare che i materiali non siano stati intenzionalmente modificati o scartati in modo che la partita o parte di essa potesse diventare un rifiuto o residuo.

3. Nel caso delle biomasse forestali, relativamente alla dimostrazione di quanto richiesto all'articolo 42, commi 9, lettera a), e 10, lettera a), il livello di verifica indipendente da parte terza deve essere garantito a partire dal primo punto di raccolta delle stesse.



4. Al fine di dimostrare che i criteri di cui al comma 1 lettere a) e b) dell'articolo 42 e di cui ai commi 1 e 2 dell'articolo 42-bis siano mantenuti lungo tutta la catena di consegna dei combustibili di cui al comma 1, dalla materia prima al prodotto finito, gli operatori economici e i fornitori utilizzano un sistema di equilibrio di massa che:

a) consenta che partite di materie prime, di prodotti intermedi, di prodotti finiti con caratteristiche diverse in termini di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra siano mescolate, all'interno di un unico luogo geografico precisamente delimitato, come un serbatoio, un'infrastruttura, un sito di trasmissione e distribuzione o un impianto logistico o di trattamento, la cui responsabilità o gestione sia riferibile ad un unico soggetto; nel caso in cui non si verifichi la miscelazione fisica tra due o più partite, la miscelazione è comunque ammissibile purché le partite in questione siano miscelabili da un punto di vista chimico-fisico;

b) imponga che le informazioni sulle caratteristiche di sostenibilità, sulla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e sul volume delle partite di cui alla lettera a) restino associate alla miscela;

c) 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 in un arco di tempo predefinito;

d) includa informazioni in merito al tipo di sostegno eventualmente erogato per la produzione della partita;

e) 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.

5. 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 dei combustibili di cui al comma 1, 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 dei combustibili di cui al comma 1, per ciascun prodotto è applicato un distinto fattore di conversione e utilizzato un distinto bilancio di massa.

6. Il Ministero della transizione ecologica, anche avvalendosi del Comitato di cui all'articolo 39, comma 11, controlla il funzionamento degli organismi di certificazione che effettuano verifiche indipendenti nell'ambito di un sistema volontario. Gli organismi di certificazione trasmettono, su richiesta del Ministero della transizione ecologica, tutte le informazioni pertinenti necessarie per controllare il funzionamento, compresa la data esatta, l'ora e il luogo dei controlli. Qualora siano accertati casi di mancata conformità, il Ministero della transizione ecologica informa senza ritardo il sistema volontario.

7. Ai fini del riconoscimento delle maggiorazioni del contributo energetico previste all'articolo 39, comma 6, gli operatori economici forniscono le informazioni che concorrono alla dimostrazione del rispetto dei criteri di sostenibilità e di risparmio delle emissioni di gas a effetto serra, rispettando i seguenti criteri:

a) aderiscono al Sistema nazionale di certificazione di cui al comma 1;

b) nel processo di produzione del biocarburante che matura il riconoscimento alla maggiorazione, le materie prime e il biocarburante al termine del processo produttivo devono essere effettivamente impiegati come carburanti;

c) non è ammessa la miscelazione tra materie prime finalizzate alla produzione di biocarburanti che possono beneficiare della maggiorazione con materie prime finalizzate alla produzione di biocarburanti che non possono beneficiare di tale maggiorazione in tutte le fasi della filiera di produzione di biocarburanti precedenti al perimetro individuato dal processo di trasformazione finale di tali materie in biocarburanti.

8. Le informazioni sull'origine geografica e sul tipo di materie prime dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei combustibili da biomassa per fornitore di combustibile sono messe a disposizione dei consumatori in

forma facilmente accessibile e di agevole consultazione sui siti internet sia dei fornitori sia del GSE, nonché aggiornate su base annuale. Il GSE elabora le informazioni di cui al primo periodo e le trasmette al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ai fini del successivo inoltro alla Commissione europea.

9. Le certificazioni di cui al comma 1 primo periodo, rilasciate prima della data di entrata in vigore del presente decreto, restano valide purché le partite a cui si riferiscono vengano immesse in consumo o utilizzate entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Le certificazioni di cui al comma 1 primo periodo, rilasciate prima dell'entrata in vigore del presente decreto e successivamente all'entrata in vigore della direttiva (UE) 2001/2018 che utilizzano i parametri ivi contemplati, restano valide senza la predetta limitazione temporale.

10. L'articolo 39 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, è abrogato dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

10-bis. I biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa certificati secondo il sistema nazionale della certificazione di sostenibilità nell'ambito del sistema di scambio delle quote di emissione inquinanti (ETS 1 e 2) hanno un fattore di emissione pari a zero. Ulteriori sistemi nazionali della certificazione di sostenibilità di altri Stati membri per i quali è in vigore un accordo di mutuo riconoscimento tra i relativi sistemi nazionali nonché i sistemi volontari riconosciuti dalla Commissione Europea sono altresì ritenuti validi per dimostrare il rispetto della sostenibilità di cui al presente articolo, ai fini di cui al primo periodo e di cui al regolamento (UE) 2023/2405 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 18 ottobre 2023 e al regolamento (UE) 2023/1805 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023. Nel caso di avvalimento di incentivi o maggiorazioni è necessario che i biocarburanti ottenuti a partire dalle materie prime di cui all'allegato VIII, debbano essere prodotti in impianti situati all'interno del territorio dell'Unione europea. A tal fine nel certificato di sostenibilità o in allegato ad esso deve essere riportato il luogo di produzione e tale informazione deve essere sottoposta a controllo da parte dei medesimi organismi di certificazione operanti con lo schema volontario responsabile della certificazione delle partite.

Inoltre, i biocarburanti usati nel settore marittimo devono rispettare le medesime specifiche tecniche previste nel caso di immisione nel settore dei trasporti stradali e tale informazione è sottoposta al medesimo controllo. Il fornitore di biocarburante operante sotto il controllo dello schema nazionale di sostenibilità, in caso di necessità di trattenimento del certificato di sostenibilità, ha facoltà di produrre un certificato sostitutivo di conformità alla sostenibilità per la catena di fornitura dei biocarburanti fino alla piena operatività della Banca dati unionale di cui all'articolo 47-bis del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199.

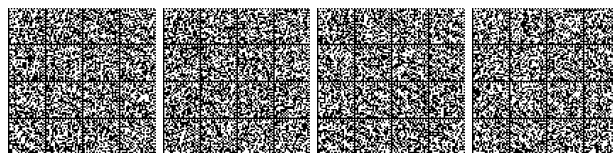
10-ter. Fermi restando gli obblighi derivanti dal sistema EU ETS di cui alla direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 ottobre 2003 e nel rispetto della normativa dell'Unione europea in materia di monitoraggio e rendicontazione delle emissioni, per i combustibili da biomassa derivanti da rifiuti nonché per il combustibile solido secondario che abbia cessato la qualifica di rifiuto ai sensi del decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 14 febbraio 2013, n. 22, utilizzati nei forni per la produzione del clinker esclusivamente quale apporto termico al relativo processo produttivo e non destinati alla produzione di energia elettrica o termica da immettere in rete, non si applica l'obbligo di dimostrare il risparmio di emissioni di gas a effetto serra di cui all'articolo 42, comma 12, né la relativa verifica ai fini dell'articolo 43.»

Note all'art. 25:

— Si riporta il testo dell'articolo 46 del citato decreto legislativo n. 199 del 2021, come modificato dal presente decreto:

«Art. 46 (Garanzie di origine). — 1. La garanzia di origine ha il solo scopo di dimostrare ai clienti finali la quantità di energia da fonti rinnovabili nel mix energetico di un fornitore di energia nonché quella fornita ai consumatori in base a contratti di energia prodotta da fonti rinnovabili.

2. Per le finalità di cui al comma 1, il GSE provvede all'emissione, alla gestione del registro, al trasferimento e all'annullamento elettronico delle garanzie di origine e assicura che le stesse siano precise, affidabili, a prova di frode e conformi alla norma CEN - EN 16325. Ogni garanzia di origine corrisponde ad una quantità standard di 1 MWh pro-



dotto da fonti rinnovabili, compresi i combustibili rinnovabili gassosi di origine non biologica. Tale quantità standard può essere suddivisa in una frazione, purché sia un multiplo di 1 Wh. La garanzia di origine indica almeno:

a) se riguarda:

- 1) l'energia elettrica;
- 2) il gas, incluso il biometano;
- 3) l'idrogeno;
- 4) i prodotti usati per il riscaldamento o il raffrescamento;

b) la fonte energetica utilizzata per produrre l'energia;

c) la data di inizio e di fine della produzione che possono essere specificate secondo il periodo di regolazione degli sbilanciamenti per l'energia elettrica e su base oraria o sub-oraria negli altri casi;

d) la denominazione, l'ubicazione, il tipo e la potenza dell'impianto di produzione;

e) se l'impianto ha beneficiato di regimi di sostegno all'investimento e se l'unità energetica ha beneficiato di regimi di sostegno;

f) la data di entrata in esercizio dell'impianto;

g) la data di rilascio.

3. Per le garanzie d'origine provenienti da impianti di potenza inferiore a 50 kW possono essere indicate informazioni semplificate. Le garanzie di origine contengono altresì l'informazione rispetto all'impiego della produzione di energia da fonti rinnovabili e, più in particolare, se la stessa è immessa in una rete, ivi incluse le reti di teleriscaldamento, o se contestualmente autoconsumata. Sono altresì previste procedure di qualifica semplificate ai fini dell'emissione delle garanzie d'origine relative alla produzione di energia da impianti di potenza inferiore a 50 kW e da impianti inseriti all'interno di configurazioni di comunità di energia rinnovabile. Per le procedure di cui al precedente periodo è altresì prevista l'applicazione di corrispettivi ridotti.

4. Per ogni unità di energia prodotta non può essere rilasciata più di una garanzia di origine e la stessa unità di energia da fonti rinnovabili è tenuta in considerazione una sola volta. Le garanzie di origine sono valide per dodici mesi dalla produzione della relativa unità energetica e, se non annullate, scadono al più tardi decorsi diciotto mesi. In tal caso, le garanzie di origine scadute sono conteggiate nell'ambito della determinazione del mix energetico residuale nazionale.

5. La garanzia di origine è rilasciata al produttore di energia da fonti rinnovabili, ad eccezione dei casi in cui tale produttore riceve un sostegno economico nell'ambito di un meccanismo di incentivazione che non tiene conto del valore di mercato della garanzia di origine. In ogni caso la garanzia di origine è riconosciuta al produttore quando:

a) il sostegno economico è concesso mediante una procedura di gara o un sistema di titoli negoziabili; o

b) il valore di mercato delle garanzie di origine è preso in considerazione nella determinazione del livello di sostegno economico nell'ambito dei meccanismi di incentivazione.

6. In attuazione del principio di cui al comma 5:

a) nei casi in cui il produttore riceva un sostegno economico nell'ambito di un meccanismo di incentivazione che prevede il ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE e, conseguentemente, che l'energia elettrica prodotta non sia più nella disponibilità del medesimo produttore, le garanzie di origine sono emesse e contestualmente trasferite a titolo gratuito al GSE e vengono considerate nella disponibilità di quest'ultimo che provvede ad assegnarle mediante procedure concorrenziali;

b) in relazione alle disposizioni relative all'integrazione della produzione di biometano nella rete del gas in attuazione delle misure previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, il GSE rilascia le garanzie di origine al produttore, ovvero le valorizza per suo conto nel caso in cui il produttore opti per il ritiro onnicomprensivo del biometano immesso in rete;

c) con riferimento agli impianti di produzione di biometano incentivati con meccanismi che prevedono il ritiro del biometano da parte del GSE e, conseguentemente, che il biometano prodotto non sia più nella disponibilità del medesimo produttore, le garanzie di origine sono emesse e contestualmente trasferite a titolo gratuito al GSE e vengono considerate nella disponibilità di quest'ultimo, che provvede ad assegnarle mediante procedure concorrenziali che prevedono la contestuale vendita del biometano e delle garanzie d'origine. Nel caso in cui non vi sia il ritiro da parte del GSE, le garanzie d'origine sono rilasciate al produttore che le commercializza insieme al biometano;

d) in relazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili per il riscaldamento o il raffrescamento il GSE rilascia le garanzie di origine al produttore in coerenza con le disposizioni di cui comma 5, anche in relazione alla produzione da fonti rinnovabili realizzata da interventi che beneficino dei certificati bianchi. Per gli impianti riconosciuti come operanti in cogenerazione ad alto rendimento che beneficino del riconoscimento dei premi stabiliti all'articolo 8, comma 8, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012, recante "Attuazione dell'articolo 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 159 del 10 luglio 2012, le garanzie di origine sono emesse al produttore e contestualmente trasferite a titolo gratuito al GSE e vengono considerate nella disponibilità di quest'ultimo che provvede ad assegnarle mediante procedure concorrenziali definite in analogia alle disposizioni vigenti per il settore elettrico. Nell'ambito del provvedimento di cui all'articolo 10 possono essere stabilite dimensioni di impianto e condizioni per il rilascio della garanzia di origine al produttore.

6-bis. I fornitori di gas immesso in reti di gas naturale o di idrogeno, compresi i combustibili rinnovabili gassosi di origine non biologica e il biometano, assicurano ai consumatori finali la tracciabilità della quota o della quantità di energia prodotta da fonti rinnovabili inclusa nel proprio mix energetico, come dichiarato nelle offerte commerciali anche rispettando quanto previsto all'articolo 47-bis, comma 6. A tal fine, i fornitori utilizzano garanzie di origine, che devono corrispondere all'energia rinnovabile oggetto dell'offerta. È fatto salvo l'utilizzo del mix energetico residuale nei casi di offerte non tracciate, nonché nei casi previsti dai commi 5 e 6. Quando un cliente consuma gas proveniente da una rete di idrogeno o di gas naturale, compresi i combustibili rinnovabili gassosi di origine non biologica e il biometano, come dimostrato nell'offerta commerciale del fornitore, le garanzie di origine annullate devono corrispondere alle pertinenti caratteristiche della rete. A tal fine, le caratteristiche della rete devono consentire l'immissione e il prelievo del gas rinnovabile.

7. I produttori possono valorizzare economicamente le garanzie di origine all'interno della piattaforma di scambio organizzata e gestita dal GME di cui all'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

8. In relazione alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, la garanzia di origine può essere rilasciata, su indicazione del produttore, direttamente all'acquirente che acquista l'energia nell'ambito di accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili di lungo termine. Se l'acquirente coincide con un consumatore finale di energia elettrica, la garanzia di origine è immediatamente annullata a seguito del rilascio.

9. In conformità alle previsioni di cui ai precedenti commi, secondo modalità definite con decreto del Ministro della transizione ecologica, su proposta dell'ARERA, entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono:

a) definite le modalità di attuazione del presente articolo e aggiornate le modalità di rilascio, riconoscimento e annullamento della garanzia di origine da fonti rinnovabili nonché le loro modalità di utilizzo da parte dei fornitori di energia nell'ambito dell'energia fornita ai consumatori in base a contratti conclusi con riferimento al consumo di energia prodotta da fonti rinnovabili;

b) definite modalità per l'utilizzo dei proventi derivanti dalla vendita, da parte del GSE, delle garanzie di origine nella propria disponibilità, anche prevedendo un versamento alla Cassa per i servizi energetici e ambientali ai fini di una riduzione delle componenti tariffarie che alimentano i rispettivi meccanismi di incentivazione;

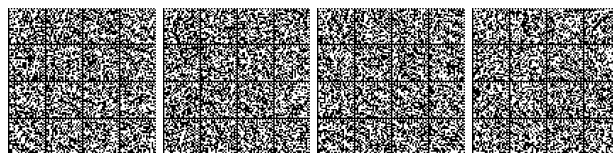
c) definite le modalità con le quali è verificata la precisione, affidabilità o autenticità delle garanzie di origine rilasciate da altri Stati Membri, prevedendo che, in caso di rifiuto nel riconoscimento, tale rifiuto sia tempestivamente notificato alla Commissione europea.

10. A decorrere dalla data di entrata in vigore del provvedimento di cui al comma 1 è abrogato l'articolo 34 del decreto legislativo n. 28 del 2011.»

Note all'art. 27:

— Si riporta il testo dell'articolo 48 del citato decreto legislativo n. 199 del 2021, come modificato dal presente decreto:

«Art. 48 (Monitoraggio PNIEC, Sistema Statistico Nazionale, Relazioni). — 1. Il GSE, tenuto conto delle norme stabilite in ambito



SISTAN e EUROSTAT, aggiorna e integra la produzione statistica in materia di energia nell'ambito del Sistema Statistico Nazionale, perseguendo le seguenti finalità:

a) assicurare il monitoraggio del raggiungimento degli obiettivi, intermedi e al 2030, in materia di quote dei consumi finali lordi complessivi e settoriali coperti da fonti energetiche rinnovabili, secondo i criteri di cui al Regolamento (CE) n. 1099/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2008 relativo alle statistiche dell'energia, e successive modificazioni, tenendo conto anche dei trasferimenti statistici tra Stati membri;

b) assicurare il monitoraggio del raggiungimento degli obiettivi, intermedi e al 2030, in materia di quote dei consumi finali per riscaldamento e raffrescamento coperti da fonti energetiche rinnovabili e calore di scarto, nonché il raggiungimento complessivo degli obblighi in materia di incorporazione delle rinnovabili nei trasporti;

c) assicurare che il monitoraggio di cui alla lettera a) consenta di stimare, per ciascuna regione e provincia autonoma, i medesimi parametri di quote dei consumi energetici coperti da fonti energetiche rinnovabili, garantendone uniformità e coerenza con il dato nazionale;

d) assicurare la produzione e l'informazione statistica sui consumi finali di energia attraverso la loro disaggregazione territoriale, settoriale e funzionale, in coerenza con le linee del sistema statistico europeo, anche al fine di monitorare i fenomeni della mobilità sostenibile e della povertà energetica;

e) assicurare il monitoraggio degli interventi oggetto d'obbligo di incorporazione di fonti di energia rinnovabile in edifici nuovi o ristrutturati;

e-bis) assicurare il monitoraggio della produzione e dell'uso, nel territorio nazionale, dell'idrogeno e derivati, inclusi i combustibili rinnovabili di origine non biologica. Il sistema di monitoraggio può estendersi ai dati relativi all'importazione ed esportazione dell'idrogeno e relativi derivati.

2. Anche ai fini dello svolgimento delle attività di monitoraggio di cui al comma 1, le società del gruppo GSE, ISPRA e l'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (di seguito anche: ENEA), individuano modalità per la condivisione delle informazioni riferibili a dati o meccanismi da essi gestiti.

3. Su proposta del GSE, il Ministero della transizione ecologica approva l'aggiornamento della metodologia statistica applicata per lo svolgimento delle attività di cui al comma 1, assicurando continuità con le analoghe metodologie approvate con il decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 gennaio 2012, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana n. 37 del 14 febbraio 2012, e con il decreto del Ministro dello sviluppo economico e delle infrastrutture e dei trasporti 11 maggio 2015, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana n. 162 del 15 luglio 2015. *A tal fine, il GSE può predisporre archivi informatici contenenti informazioni sull'utilizzo e sul funzionamento di apparecchi e impianti.*

4. Il GSE aggiorna e potenzia il sistema nazionale di monitoraggio, anche attraverso interfacce informatiche, al fine di:

a) monitorare gli impianti a fonti rinnovabili realizzati sul territorio e i progetti di investimento che hanno richiesto l'autorizzazione, nonché i tempi dei procedimenti;

b) monitorare gli investimenti, le ricadute industriali, economiche, sociali, occupazionali, dello sviluppo del sistema energetico secondo una logica di progressiva decarbonizzazione;

c) rilevare i costi attuali delle tecnologie e i costi di produzione dei vettori energetici, da condividere con RSE, ENEA ed ISPRA per le rispettive attività di ricerca e scenari;

d) valutare con continuità i costi, l'efficacia, l'efficienza delle misure di sostegno e il loro impatto sui consumatori, confrontato con quello di altri Paesi europei;

e) stimare i risultati connessi alla diffusione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica in termini di valutazione delle emissioni evitate di gas a effetto serra e fornire elementi di input per il piano di monitoraggio ambientale del PNIEC e per gli adempimenti in capo a ISPRA;

f) elaborare le informazioni necessarie per la predisposizione delle relazioni periodiche di monitoraggio, ivi incluse quelle rientranti nel campo di applicazione del regolamento (UE) 2018/1999.

f-bis) fornire un quadro:

1) delle misure e dei regimi di sostegno relativi alle rinnovabili elettriche, ivi inclusi gli accordi di compravendita di cui all'articolo 28 e le configurazioni di autoconsumo di cui agli articoli 30 e 31, che concorrono al raggiungimento degli obiettivi di diffusione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili;

2) delle barriere che si frappongono al raggiungimento degli obiettivi di cui al numero 1), ivi incluse quelle relative ai regimi amministrativi di cui al decreto legislativo n. 190 del 2024 e all'uso efficiente della rete.

5. Per le finalità di cui ai punti precedenti il GSE realizza e aggiorna la piattaforma informatica denominata "Piattaforma di Monitoraggio del PNIEC" in cui confluiscono i dati di monitoraggio di cui ai precedenti commi, nonché i dati necessari per attuare quanto disposto all'articolo 21.

6. Per il monitoraggio del raggiungimento degli obiettivi del PNIEC di riduzione dei consumi e di miglioramento dell'efficienza energetica dei settori industriali e terziario, l'ISTAT effettua negli anni 2023 e 2028 una rilevazione statistica campionaria dei consumi energetici finali delle diverse fonti energetiche nei settori di utilizzo industriali e terziario, in coerenza al regolamento (CE) n. 1099/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2008 relativo alle statistiche dell'energia, assicurandone la rappresentatività statistica a livello regionale ed utilizzando anche i dati disponibili nel Sistema Informativo Integrato in accordo con Acquirente Unico S.p.A..

7. Al fine di migliorare la qualità delle statistiche di base necessarie alla elaborazione del bilancio energetico nazionale, a partire dal 2022 ed entro il 30 aprile di ciascun anno, Acquirente Unico S.p.A., sulla base dei dati disponibili nel Sistema Informativo Integrato (SII) di cui all'articolo 1-bis del decreto legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito, con modificazioni, dalla legge 13 agosto 2010, n. 129, fornisce al Ministero della transizione ecologica i consumi annuali di energia elettrica e gas naturale relativi all'anno precedente per ciascuna tipologia di cliente e codice ATECO, nonché le informazioni rilevanti ai fini dell'attività di governo che si rendano di volta in volta necessari. Acquirente Unico S.p.A. pubblica, sul proprio sito internet, dati aggregati di consumo di gas ed elettricità di interesse generale, nel rispetto dei principi di riservatezza statistica disciplinati dal Sistema Statistico Nazionale, con modalità e tempistiche definite in accordo con ARERA.

8. Al fine di fornire strumenti di analisi predittiva sul grado di raggiungimento prospettico degli obiettivi di cui al presente decreto legislativo, RSE elabora e aggiorna con continuità scenari tendenziali e con politiche di sviluppo del sistema energetico nazionale, coordinandone i risultati con le evidenze risultanti dall'attività svolta dal GSE ai sensi del comma 1. Gli esiti dell'attività sono periodicamente trasmessi al Ministero della transizione ecologica e al GSE anche ai fini della redazione delle relazioni di cui al comma 4, lettera f).

9. Anche sulla base dell'attività di cui al comma 8, il GSE elabora con continuità scenari di lungo termine sul fabbisogno di incentivazione degli impianti a fonti rinnovabili, con particolare riguardo alla componente degli oneri generali afferenti al sistema elettrico di cui all'articolo 3, comma 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, destinata al sostegno delle rinnovabili. I predetti scenari sono resi disponibili sul sito web del GSE e sulla piattaforma di cui al comma 5.

10. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'articolo 40 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, è abrogato.»

Note all'art. 28:

— Si riporta il testo dell'Allegato I del citato decreto legislativo n. 199 del 2021, come modificato dal presente decreto:

«ALLEGATO I

Sezione A. Calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili

1. Calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili

1. Ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di cui all'articolo 3, comma 1, il consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili è calcolato come la somma:

a) del consumo finale lordo di elettricità da fonti energetiche rinnovabili;

b) del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffreddamento;



c) del consumo finale di energia da fonti energetiche rinnovabili nei trasporti.

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

1-bis. L'energia prodotta a partire da combustibili rinnovabili di origine non biologica è contabilizzata nel settore energia elettrica, riscaldamento e raffrescamento o trasporti in cui è consumata.

1-ter. Fatto salvo quanto previsto al punto 6., ai fini della quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo, sono conteggiati i combustibili rinnovabili di origine non biologica consumati nel territorio nazionale. Nel caso di specifici accordi di cooperazione, il calcolo di cui al primo periodo, può esser adeguato conteggiando i consumi dei combustibili rinnovabili di origine non biologica nello Stato membro in cui sono prodotti. Al fine di controllare che gli stessi combustibili rinnovabili di origine non biologica non siano conteggiati sia nello Stato membro in cui sono prodotti, sia nello Stato membro in cui sono consumati, e al fine di registrare il quantitativo conteggiato, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica notifica alla Commissione ogni eventuale accordo di cooperazione stipulato tra l'Italia e altri Stati membri. Tale accordo di cooperazione include il quantitativo di combustibili rinnovabili di origine non biologica da conteggiare in totale e per ciascuno Stato membro, nonché il periodo in cui l'accordo di cooperazione è in vigore.

2. 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, con le modalità, i limiti e le decorrenze fissate dal presente decreto.

3. Ai fini del punto 1, lettera a) della presente sezione, il consumo finale lordo di elettricità da fonti energetiche rinnovabili è calcolato come quantità di elettricità prodotta a livello nazionale da fonti energetiche rinnovabili, compresa l'energia elettrica prodotta da autoconsumatori di energia rinnovabile e da comunità di energia rinnovabile e l'energia elettrica da combustibili rinnovabili di origine non biologica, al netto della produzione di energia elettrica in centrali di pompaggio con il ricorso all'acqua precedentemente pompata a monte e dell'energia elettrica utilizzata per produrre combustibili rinnovabili di origine non biologica.

4. Negli impianti multicomcombustibile (centrali ibride) che utilizzano fonti rinnovabili e convenzionali, si tiene conto unicamente della parte di elettricità prodotta da fonti rinnovabili. Ai fini del calcolo, il contributo di ogni fonte di energia è calcolato sulla base del suo contenuto energetico.

5. L'elettricità da energia idraulica ed energia eolica è presa in considerazione conformemente alla formula di normalizzazione definita alla sezione G.

6. Ai fini del punto 1, lettera b), della presente sezione, il consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffreddamento è calcolato come quantità di teleriscaldamento e teleraffrescamento prodotti a livello nazionale da fonti rinnovabili più il consumo di altre energie da fonti rinnovabili nell'industria, nelle famiglie, nei servizi, in agricoltura, in silvicoltura e nella pesca per il riscaldamento, il raffreddamento e i processi di lavorazione.

7. Negli impianti multicomcombustibile che utilizzano fonti rinnovabili e convenzionali, 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 suo contenuto energetico.

8. 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 punto 1, lettera b) della presente sezione, 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 del presente decreto è calcolata secondo la metodologia indicata di cui al paragrafo 4 e tiene conto dell'uso di energia in tutti i settori di utilizzo finale. Tale metodologia è aggiornata per tenere conto degli atti delegati emanati dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 7, comma 3, quinto capoverso della direttiva (UE) 2018/2001.

9. Ai fini del punto 1, lettera b), della presente sezione 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.

10. Ai fini del punto 1, lettera c), della presente sezione 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, biogas e combustibili rinnovabili di origine non biologica per il trasporto utilizzati nel settore dei trasporti.

Ai fini del calcolo sono inclusi anche i combustibili rinnovabili forniti ai bunkeraggi marittimi internazionali;

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 V. Per determinare il contenuto energetico dei carburanti per il trasporto non inclusi nell'Allegato V, si 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).

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

12. La somma di cui al punto 1 è adeguata in considerazione dell'eventuale ricorso a trasferimenti statistici, a progetti comuni con altri Stati membri, a progetti comuni con Paesi terzi oppure a regimi di sostegno comuni.

a) In caso di trasferimento statistico o progetto comune tra Stati membri, la quantità trasferita:

i. a uno Stato membro, è dedotta dalla quantità di energia rinnovabile presa in considerazione ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di cui all'articolo 3;

ii. da uno Stato membro, è aggiunta alla quantità di energia rinnovabile presa in considerazione ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di cui all'articolo 3.

b) In caso di progetto comune con Paesi terzi, l'energia elettrica importata è aggiunta alla quantità di energia rinnovabile presa in considerazione ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di cui all'articolo 3, comma 1.

c) In caso di un regime di sostegno comune tra Stati membri, l'energia prodotta viene ridistribuita tra gli Stati membri interessati in conformità della norma di distribuzione, notificata alla Commissione entro tre mesi dalla fine del primo anno in cui prende effetto.

13. Nel calcolo del consumo finale lordo di energia nell'ambito della valutazione del conseguimento degli obiettivi e della traiettoria indicativa, la quantità di energia consumata nel settore dell'aviazione è considerata, come quota del consumo finale lordo di energia, non superiore al 6,18%.

14. 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 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2008, relativo alle statistiche dell'energia e successive modificazioni. Deve essere garantita la coerenza tra le informazioni statistiche utilizzate per il calcolo di tale quota e le informazioni statistiche trasmesse alla Commissione ai sensi di tale regolamento.

15. Ai fini del calcolo di cui al punto 1, la quota di biocarburanti e bioliquidi, nonché di carburanti da biomassa consumati nei trasporti, se prodotti a partire da colture alimentari o foraggere, non supera più di un punto percentuale la quota di tali carburanti nel consumo finale lordo di energia nei settori del trasporto stradale e ferroviario del 2020, con un valore massimo del 7%.

Sezione B. Calcolo della quota di energia da fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffrescamento.

1. Ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di cui all'articolo 3, comma 2, partendo dalla quota di energia rinnovabile destinata al riscaldamento e al raffrescamento nel 2020 espresso in termini di quota



nazionale di consumo finale lordo di energia, si applicano i criteri di calcolo descritti alla sezione A, fatto salvo quanto previsto dal punto 2 della presente sezione.

2. Ai fini del punto 1. della presente sezione, è possibile:

a) conteggiare il calore e il freddo di scarto ai fini degli aumenti medi annui di cui all'articolo 3, comma 2, fino a un limite di 0,4 punti percentuali. L'aumento medio annuo, di cui all'articolo 3 comma 2, cresce della metà dei punti percentuali di calore e freddo di scarto conteggiati fino a un limite superiore di 1,0 punto percentuale per il periodo dal 2021 al 2025 e di 1,3 punti percentuali per il periodo dal 2026 al 2030.

b) conteggiare l'energia elettrica da fonti rinnovabili utilizzata nel riscaldamento e raffrescamento ai fini dell'aumento medio annuo di cui all'articolo 3, comma 2, fino a un limite di 0,4 punti percentuali, a condizione che l'efficienza dell'unità di generazione di calore e di freddo sia superiore al 100 %. L'aumento medio annuo cresce della metà dei punti percentuali di energia elettrica da fonti rinnovabili fino a un limite superiore di 1,0 punto percentuale per il periodo dal 2021 al 2025 e di 1,3 punti percentuali per il periodo dal 2026 al 2030. Per il calcolo della quota di energia elettrica da fonti rinnovabili utilizzata nel riscaldamento e nel raffrescamento si utilizza la quota media di energia elettrica da fonti rinnovabili fornita nel loro territorio nei due anni precedenti.

Sezione C. Calcolo della capacità installata da fonti rinnovabili innovative

1. Le tecnologie innovative da conteggiare ai fini dell'obiettivo di cui all'articolo 3, comma 2-quater, includono: eolico off shore a fondazioni galleggianti, fotovoltaico galleggiante, fotovoltaico ad alta efficienza, idrogeno verde e celle a combustibili, il solare termodinamico, le energie marine e la geotermia avanzata.

Sezione D. Calcolo dell'obiettivo di energia rinnovabile nel consumo finale di energia negli edifici

1. Ai fini del calcolo della quota indicativa di cui all'articolo 3, comma 2-bis, sono conteggiate:

- a) l'energia rinnovabile prodotta negli edifici e nelle loro vicinanze;
- b) l'energia rinnovabile prelevata dalla rete;
- c) il calore e il freddo di scarto, entro il limite massimo del 20% della suddetta quota.

Qualora si proceda in tal senso, la quota nazionale indicativa è aumentata di una misura pari alla metà della percentuale di calore e freddo di scarto conteggiata ai fini di tale quota.

Sezione E. Calcolo dell'aumento della quota di fonti rinnovabili sul totale delle fonti energetiche usate a scopi finali energetici e non energetici nel settore dell'industria

1. Nel calcolo degli aumenti medi annui previsti all'articolo 3, comma 2-ter, può essere incluso il contributo derivante dal recupero di calore e freddo di scarto, fino a un massimo di 0,4 punti percentuali. Tale computo è ammesso esclusivamente quando il recupero avviene tramite sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti, escludendo le reti destinate all'approvvigionamento di un singolo edificio, quelle in cui l'energia termica è integralmente consumata in loco, e quelle in cui l'energia termica non è oggetto di vendita. Qualora si proceda in tal senso, l'aumento medio annuo, di cui all'articolo 3, comma 2-ter, è incrementato di un valore pari alla metà dei punti percentuali attribuibili al calore e al freddo di scarto conteggiati.

Sezione F. Formula di normalizzazione per il computo dell'elettricità da energia idraulica e da energia eolica.

Ai fini del computo dell'elettricità da energia idraulica si applica la seguente formula:

Dove:

N = anno di riferimento;

Q N(norm) = elettricità normalizzata generata da tutte le centrali idroelettriche nazionali nell'anno N, a fini di computo;

Qi = quantità di elettricità, misurata in GWh, effettivamente generata nell'anno i da tutte le centrali idroelettriche nazionali, escludendo la produzione delle centrali di pompaggio che utilizzano l'acqua precedentemente pompata a monte;

Ci = potenza totale installata, al netto dell'accumulazione per pompaggi, misurata in MW, di tutte le centrali idroelettriche nazionali alla fine dell'anno i.

Ai fini del computo dell'elettricità da energia eolica on-shore si applica la seguente formula:

Dove:

N = anno di riferimento;

Q N(norm) = elettricità normalizzata generata da tutte le centrali eoliche nazionali on-shore nell'anno N, a fini di computo;

Qi = quantità di elettricità, misurata in GWh, effettivamente generata nell'anno i da tutte le centrali eoliche nazionali on-shore;

Cj = potenza totale installata, misurata in MW, di tutte le centrali eoliche nazionali on-shore 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 potenza e la produzione nazionale in questione.

Ai fini del computo dell'elettricità da energia eolica off-shore si applica la seguente formula:

Dove:

N = anno di riferimento;

Q N(norm) = elettricità normalizzata generata da tutte le centrali eoliche nazionali off-shore nell'anno N, a fini di computo;

Qi = quantità di elettricità, misurata in GWh, effettivamente generata nell'anno i da tutte le centrali eoliche nazionali off-shore;

Cj = potenza totale installata, misurata in MW, di tutte le centrali eoliche nazionali off-shore alla fine dell'anno j;

n = 4 o il numero di anni precedenti l'anno N per i quali sono disponibili dati sulla potenza e la produzione nazionale in questione.

Sezione G. 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 del presente decreto legislativo, ERES, è calcolata in base alla formula seguente:

$$ERES = Q_{usabile} * (1 - 1/SPF)$$

Dove:

Q usable = il calore totale stimato prodotto da pompe di calore che rispondono ai criteri di cui al paragrafo 1, comma 8, applicato nel seguente modo: solo le pompe di calore per le quali SPF > 1,15*/1 sarà preso in considerazione;

SPF = il fattore di rendimento stagionale medio stimato per tali pompe di calore;

= il rapporto tra la produzione totale lorda di elettricità e il consumo di energia primaria per la produzione di energia e deve essere calcolato come media a livello UE sulla base dei dati Eurostat.

Il fattore di rendimento medio stagionale (SPF) è il rapporto tra la prestazione media stagionale calore elettriche e pari a 0,46 per pompe di calore a gas.

In assenza di aggiornamenti in merito si applicano i parametri riportati nella Decisione 2013/114/UE dell'1° marzo 2013.

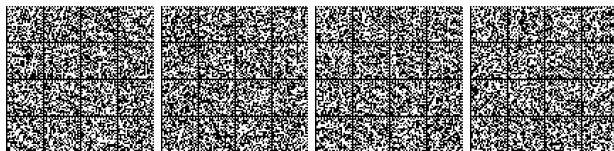
La metodologia sopra descritta sarà integrata ed aggiornata dagli atti delegati che la Commissione Europea adotterà ai sensi dell'art 7, comma 3 della Direttiva (UE) 2018/2001, per stabilire una metodologia di calcolo della quantità di energia da fonti rinnovabili usata per il raffrescamento e il teleraffrescamento e per modificare l'Allegato VII della direttiva.

Sezione H. Calcolo della percentuale dei combustibili rinnovabili di origine non biologica usati a scopi finali energetici e non energetici rispetto all'idrogeno usato per scopi finali energetici e non energetici nell'industria.

1. Per il calcolo delle percentuali di cui all'articolo 11-bis, comma 1, si applicano le disposizioni seguenti:

a) per il calcolo del denominatore, si prende in considerazione il contenuto energetico dell'idrogeno per scopi finali energetici e non energetici, escluso:

i) l'idrogeno usato come prodotto intermedio per la produzione di carburanti convenzionali per il trasporto e biocarburanti;



ii) l'idrogeno prodotto dalla decarbonizzazione di gas industriale residuo e utilizzato per sostituire il gas specifico da cui è prodotto;

iii) l'idrogeno ottenuto come sottoprodotto o derivato da sottoprodotti negli impianti industriali;

b) per il calcolo del numeratore, si prende in considerazione il contenuto energetico dei combustibili rinnovabili di origine non biologica consumati nel settore dell'industria per scopi finali energetici e non energetici, escluso il combustibile rinnovabile di origine non biologica usato come prodotto intermedio per la produzione di carburanti convenzionali per il trasporto e di biocarburanti;

c) per il calcolo del numeratore e del denominatore sono utilizzati i valori relativi al contenuto energetico dei carburanti di cui all'allegato V.

Per il calcolo del contenuto energetico dei carburanti non inclusi nell'allegato V, si applicano le pertinenti norme europee per calcolare il potere calorifico dei carburanti, oppure se non sono state adottate norme europee a tal fine, essi si avvalgono delle pertinenti norme ISO.»

Note all'art. 29:

— Si riporta il testo dell'Allegato III del citato decreto legislativo n. 199 del 2021, come modificato dal presente decreto:

«ALLEGATO III (Obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici)»

1. Sezione A. Campo di applicazione

1. Il presente Allegato si applica agli edifici di nuova costruzione, agli edifici esistenti oggetto di ristrutturazioni importanti e agli edifici esistenti oggetto di interventi di ristrutturazione dell'impianto termico, e per i quali la richiesta del titolo edilizio è presentata decorsi centottanta giorni dall'entrata in vigore del presente decreto.

2. Sezione B. Obblighi di utilizzo di impianti a fonti rinnovabili

1. Gli edifici di cui alla sezione A. sono progettati e realizzati in modo da garantire, tramite il ricorso ad impianti alimentati da fonti rinnovabili, il contemporaneo rispetto:

a) nel caso di edifici di nuova costruzione, della copertura del 60% dei consumi previsti per la produzione di acqua calda sanitaria e del 60% della somma dei consumi previsti per la produzione di acqua calda sanitaria, la climatizzazione invernale e la climatizzazione estiva;

b) nel caso di edifici sottoposti a ristrutturazioni importanti di primo livello, ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015, come modificato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 28 ottobre 2025, della copertura del 40% dei consumi previsti per la produzione di acqua calda sanitaria e del 40% della somma dei consumi previsti per la produzione di acqua calda sanitaria, la climatizzazione invernale e la climatizzazione estiva;

c) nel caso di edifici sottoposti a ristrutturazioni importanti di secondo livello, ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015, come modificato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 28 ottobre 2025, della copertura del 15% della somma dei consumi previsti per la climatizzazione invernale e la climatizzazione estiva;

d) nel caso di edifici esistenti oggetto di interventi di ristrutturazione dell'impianto termico, ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015, come modificato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 28 ottobre 2025, della copertura del 15% della somma dei consumi previsti per la climatizzazione invernale e la climatizzazione estiva.

2. Gli obblighi di cui al punto 1 non possono essere assolti tramite impianti da fonti rinnovabili che producano esclusivamente energia elettrica la quale alimenti, a sua volta, dispositivi per la produzione di calore con effetto Joule, fatta eccezione per le unità immobiliari con classificazione energetica B o superiore.

3. La potenza elettrica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili che devono essere obbligatoriamente installati sopra o all'interno dell'edificio o nelle relative pertinenze, misurata in kW, è calcolata secondo la seguente formula:

Dove:

x k è uguale a 0,025 per gli edifici esistenti e 0,05 per gli edifici di nuova costruzione; x S è la superficie in pianta dell'edificio al livello del terreno ovvero la proiezione al suolo della sagoma dell'edificio, misurata in m². Nel calcolo della superficie in pianta non si ten-

gono in considerazione le pertinenze, sulle quali tuttavia è consentita l'installazione degli impianti.

4. L'obbligo di cui al punto 1 non si applica qualora l'edificio sia allacciato a una rete di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento efficiente, così come definito dell'articolo 2, comma 2, lettera tt) del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, purché il teleriscaldamento copra l'intero fabbisogno di energia termica per il riscaldamento e/o il teleraffrescamento copra l'intero fabbisogno energia termica per raffrescamento.

5. Per gli edifici pubblici, gli obblighi percentuali di cui al punto 1. della presente sezione sono maggiorati di ulteriori cinque punti percentuali e gli obblighi di cui al punto 3. della presente sezione sono incrementati del 10%.

6. A decorrere dal 1° gennaio 2026, gli obblighi di cui alla presente sezione sono rideterminati con cadenza almeno quinquennale, tenendo conto dell'evoluzione tecnologica.

3. Sezione C. Caratteristiche e specifiche tecniche degli impianti

1. Il rispetto dell'obbligo di cui al presente Allegato è assolto dagli impianti che rispettano i requisiti e le specifiche tecniche di cui all'Allegato II.

2. Fatti salvi i casi di alimentazione tramite le reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, gli impianti a fonti rinnovabili installati per adempiere agli obblighi di cui al presente Allegato sono realizzati all'interno o sugli edifici ovvero nelle loro pertinenze. Per pertinenza si intende la superficie comprendente l'impronta a terra dei fabbricati e un'area con essi confinante comunque non eccedente il triplo della superficie di impronta. Gli impianti fotovoltaici installati a terra non concorrono al rispetto dell'obbligo.

3. Nel caso di utilizzo di pannelli solari termici o fotovoltaici disposti su tetti a falda, i predetti componenti devono essere aderenti o integrati nei tetti medesimi, con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda. Nel caso di tetti piani, la quota massima, riferita all'asse mediano dei moduli o dei collettori, deve risultare non superiore all'altezza minima della balaustra perimetrale. Qualora non sia presente una balaustra perimetrale, l'altezza massima dei moduli o dei collettori rispetto al piano non deve superare i 30 cm.

4. Entro sessanta giorni dalla pubblicazione del presente decreto, il Comitato Termotecnico Italiano CTI predispone linee guida volte ad agevolare l'applicazione del presente Allegato, contenenti esempi e calcoli numerici.

4. Sezione D. Casi di impossibilità tecnica o di non convenienza economica di ottemperare all'obbligo

1. L'impossibilità tecnica o la mancata convenienza economica di ottemperare agli obblighi di integrazione di cui al presente Allegato è evidenziata dal progettista nella relazione di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo 4 agosto 2005, n. 192, e dettagliata esaminando la non fattibilità di tutte le diverse opzioni tecnologiche disponibili. Nei casi in cui la suddetta relazione non sia dovuta, il progettista comunica tali informazioni al Comune, secondo le modalità da esso individuate.

2. Nei casi di cui al punto 1, per gli edifici nuovi o per gli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazione importante di primo livello, è fatto obbligo di ottenere un valore di energia primaria non rinnovabile, calcolato per la somma dei servizi di climatizzazione invernale, climatizzazione estiva e produzione di acqua calda sanitaria (EP_{H,C,W,nren}), inferiore al valore di energia primaria non rinnovabile limite (EP_{H,C,W,nren,limite}) calcolato secondo quanto previsto dal punto 3 in relazione ai servizi effettivamente presenti nell'edificio di progetto.

3. Ai fini della determinazione del valore di EP_{H,C,W,nren,limite} di cui al punto 2 si determina il valore di EP_{H,C,W,nren,rif,standard}, per l'edificio di riferimento secondo quanto previsto dall'Allegato I, Capitolo 3 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015 concernente applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici e successive modificazioni e integrazioni, dotandolo delle tecnologie e delle efficienze medie dei sottosistemi di utilizzazione fornite da quest'ultimo e di efficienze medie stagionali sull'utilizzo dell'energia primaria non rinnovabile dei sottosistemi di generazione di cui alla seguente Tabella 1 del presente Allegato.

Tabella 1 – Efficienza sull'utilizzo dell'energia primaria non rinnovabile dei sottosistemi di generazione



Servizio	Efficienza
Climatizzazione invernale	1,54
Climatizzazione estiva	1,28
Produzione di acqua calda sanitaria	1,28
Nota: i valori delle efficienze per i servizi di climatizzazione invernale, climatizzazione estiva e per la produzione di ACS tengono già conto del fattore di conversione dell'energia primaria non rinnovabile.	

5. Sezione E. Modalità di verifica

1. Il progettista inserisce i calcoli e le verifiche previste dal presente Allegato nella relazione di cui all'articolo 8, comma 1 del decreto legislativo 4 agosto 2005, n. 192. Una copia della relazione suddetta è trasmessa al GSE ai fini del monitoraggio del conseguimento degli obiettivi in materia di fonti rinnovabili di energia.

2. La verifica del rispetto dell'obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili è effettuata dai Comuni attraverso la relazione di cui al punto 1.

3. Fermo restando il punto 2, le dichiarazioni e i dati riportati nella relazione di cui al punto 1 possono essere oggetto di controlli da parte dei Comuni nonché di ulteriori controlli stabiliti nei provvedimenti adottati dalle Regioni ai sensi dell'articolo 26, comma 7, del presente decreto.»

Note all'art. 30:

— Si riporta il testo dell'Allegato IV del citato decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, come modificato dal presente decreto:

«ALLEGATO IV – Requisiti minimi per gli impianti a fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento

1. Sezione A. Requisiti minimi per gli impianti che non accedono ad incentivi

1. Gli impianti a fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento che non accedono a incentivi pubblici rispettano i requisiti minimi di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015 concernente applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici e successive modifiche e integrazioni, o la normativa di riferimento europea in materia di ecodesign ove più stringente.

2. Sezione B. Requisiti minimi per gli impianti che accedono ad incentivi

1. Per interventi di installazione di generatori quali pompe di calore, impianti alimentati a biomassa, sistemi ibridi e impianti solari termici nel caso in cui l'impianto solare sia stato realizzato ai fini di una copertura parziale del fabbisogno di climatizzazione invernale, sono installate valvole termostatiche a bassa inerzia termica (o altra regolazione di tipo modulante agente sulla portata) su tutti i corpi scaldanti a esclusione:

a) dei locali in cui l'installazione di valvole termostatiche o altra regolazione di tipo modulante agente sulla portata sia dimostrata inequivocabilmente non fattibile tecnicamente nel caso specifico (cfr. decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015, come modificato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 28 ottobre 2025 concernente le metodologie di calcolo della prestazione energetica e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici);

b) dei locali in cui è installata una centralina di termoregolazione con dispositivi modulanti per la regolazione automatica della temperatura ambiente (cfr. decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015, come modificato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 28 ottobre 2025 concernente le metodologie di calcolo della prestazione energetica e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici). In caso di impianti al servizio di più locali, è possibile omettere l'installazione di elementi di regolazione di tipo modulante agenti sulla portata esclusivamente sui terminali di emissione situati all'interno dei locali in cui è presente una centralina di termoregolazione, anche se questa agisce, oltre che sui terminali di quel locale, anche sui terminali di emissione installati in altri locali;

c) degli impianti di climatizzazione invernale progettati e realizzati con temperature medie del fluido termovettore inferiori a 45°C.

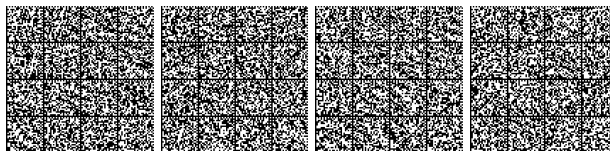
2. Pompe di calore

Sono ammessi interventi volti alla produzione di energia termica per la climatizzazione invernale eventualmente abbinati alla produzione di acqua calda sanitaria. Sono ammessi interventi volti, anche in parte, alla produzione di calore per processi industriali, artigianali, agricoli, per il riscaldamento di piscine o di componenti dei centri benessere.

Per le pompe di calore l'accesso agli incentivi è consentito a condizione che tali impianti soddisfino i requisiti di seguito indicati.

2.1 Pompe di calore elettriche

Per le pompe di calore elettriche l'efficienza energetica del riscaldamento stagionale ($\eta_{s\%}$) e lo SCOP devono essere almeno pari ai valori requisiti minimi di ecoprogettazione dei regolamenti di prodotto ecodesign, calcolati in zona climatica "average" e stabiliti in funzione del tipo di prodotto e di applicazione. La prestazione delle pompe di calore deve essere dichiarata e garantita dal costruttore sulla base di prove effettuate in conformità alla UNI EN 14825, come previsto dalle regolamentazioni Ecodesign vigenti ed eventuali successive modifiche e integrazioni.



	Tipo di pompa di calore Ambiente esterno/interno	Efficienza stagionale minima ecodesign $\eta_{s\%}$	SCOP minimo ecodesign	COP minimo ecodesign	Denominazione commerciale
Reg. 206/2012	aria/aria ≤ 12 kW	149 134 GWP<150	3,8 3,42		Split/multisplit
				2,60 2,34 GWP ≤ 150	Fixed double duct
Reg. 2281/2016	aria/aria >12 kW	137	3,5		VRF/VRV
		125	3,2		Rooftop
Reg. 2281/2016	acqua/aria	137	3,625		Acqua/aria
Reg. 813/2013	aria/acqua	110	2,825		aria/acqua – acqua/acqua
	acqua/acqua	110	2,95		
	aria/acqua a bassa temperatura	125	3,2		
	acqua/acqua a bassa temperatura	125	3,325		

Tabella 1- Requisiti minimi Ecodesign per pompe di calore elettriche

	Tipo di pompa di calore Ambiente esterno/interno	Efficienza stagionale minima ecodesign $\eta_{s\%}$	SCOP minimo ecodesign	Denominazione commerciale
Reg. 206/2012	salamoia/aria ≤ 12 kW	149 134 GWP<150	3,8 3,42	salamoia/acqua
Reg. 2281/2016	salamoia/aria >12 kW		3,625	
	salamoia/acqua	137	2,825	
Reg. 813/2013	salamoia/acqua a bassa temperatura	110	3,2	
		125		

Tabella 2- Requisiti minimi Ecodesign per pompe di calore geotermiche

2.2 Pompe di calore a gas

Per tali tipologie di impianti:

a) l'efficienza media stagionale $\eta_{s\%}$ deve essere almeno pari ai valori requisiti minimi di ecoprogettazione dei regolamenti di prodotto

ecodesign, calcolati in zona climatica "average" e stabiliti in funzione del tipo di prodotto e di applicazione, secondo quanto indicato in tabella 3.



	Tipo di pompa di calore Ambiente esterno/interno	Efficienza stagionale minima ecodesign ηs%	SPER minimo ecodesign	Denominazio ne commerciale
Reg. 2281/2016	aria/aria	130	1,33	split/multisplit VRF/VRV
Reg. 2281/2016	acqua/aria	130	1,33	acqua/aria
	salamoia/aria	130	1,33	salamoia/aria
Reg. 813/2013	aria/acqua – acqua/acqua	110	1,13	aria/acqua – acqua/acqua
	aria/acqua – acqua/acqua a bassa temperatura	125	1,28	
	Salamoia/acqua	125	1,28	salamoia/acqua

Tabella 3- Requisiti minimi Ecodesign per pompe di calore a gas

La prestazione delle pompe di calore deve essere dichiarata e garantita dal costruttore sulla base di prove effettuate in conformità alle seguenti norme, restando fermo che al momento della prova le pompe di calore devono funzionare a pieno regime, nelle condizioni indicate nelle tabelle 1, 2 e 3 sopra riportate:

UNI EN 12309-2015: per quanto riguarda le pompe di calore a gas ad assorbimento (valori di prova sul p.c.i.);

UNI EN 16905 per quanto riguarda le pompe di calore a gas a motore endotermico;

b) nel caso di pompe di calore a gas ad assorbimento, le emissioni in atmosfera di ossidi di azoto (NOx espressi come NO2), dovute al sistema di combustione, devono essere calcolati in conformità alla vigente normativa europea e devono essere inferiori a 120 mg/kWh (valore riferito all'energia termica prodotta);

c) nel caso di pompe di calore a gas con motore a combustione interna, le emissioni in atmosfera di ossidi di azoto (NOx espressi come NO2), dovute al sistema di combustione, devono essere calcolati in conformità alla vigente normativa europea e devono essere inferiori a 240 mg/kWh (valore riferito all'energia termica prodotta).

Dovrà essere inoltre fornita adeguata dimostrazione che l'impianto realizzato provveda ad asservire le medesime utenze.

3. Generatori di calore alimentati da biomassa Sono ammessi gli incentivi:

esclusivamente i generatori di calore alimentati con biomassa in possesso della certificazione ambientale di cui al decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 7 novembre 2017 n. 186, ove applicabile, rilasciata da un organismo notificato, con conseguimento della classe di qualità 5 stelle o superiore;

esclusivamente i generatori di calore alimentati con biomassa installati in sostituzione di generatori di calore a biomassa, a carbone, a olio combustibile o a gasolio per la climatizzazione invernale degli edifici, incluse le serre esistenti e i fabbricati rurali esistenti. Fatta salva la possibilità delle Regioni di limitare l'applicazione della fattispecie nel rispetto dell'articolo 3 quinquies del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, in deroga al periodo precedente:

i. sono ammessi agli incentivi i casi di sostituzione di generatori di calore alimentati a GPL o a gas naturale, solo se i generatori alimentati con biomassa installati assicurano emissioni di particolato primario (PP 10) non superiori a 1 mg/Nm3;

ii. esclusivamente per gli interventi effettuati nelle aree non metanizzate dalle aziende agricole e dalle imprese operanti nel settore

forestale, è ammessa agli incentivi la sostituzione di generatori di calore alimentati a GPL con generatori di calore alimentati a biomassa che abbiano requisiti tali da ottenere una riduzione percentuale delle emissioni di particolato primario di almeno il 50% rispetto ai valori previsti dal DM 186/2017 per la classe 5 stelle.

interventi volti alla produzione di energia termica per la climatizzazione invernale, eventualmente abbinati alla produzione di acqua calda sanitaria, o volti, anche in parte, alla produzione di calore per processi industriali, artigianali, agricoli, per il riscaldamento di piscine o di componenti dei centri benessere o interventi di sostituzione dei generatori di calore installati presso le centrali termiche a servizio di impianti di teleriscaldamento.

È richiesta, per tutti gli impianti a biomassa che accedono agli incentivi, almeno una manutenzione biennale obbligatoria per tutta la durata dell'incentivo, svolta da parte di soggetti che presentino i requisiti professionali previsti dall'articolo 15 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n.28. La manutenzione dovrà essere effettuata sul generatore di calore e sulla canna fumaria. Il soggetto che presenta richiesta di incentivo deve conservare, per tutta la durata dell'incentivo stesso, gli originali dei certificati di manutenzione. Tali certificati possono altresì essere inseriti nei Catasti informatizzati costituiti presso le Regioni o nel libretto di impianto.

Ai fini dell'accesso agli incentivi è richiesto, inoltre, il rispetto dei requisiti di cui alle successive lettere da a) a e) oppure, ove esistenti, i più restrittivi vincoli e limiti fissati da norme regionali.

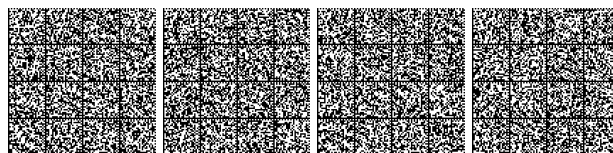
a) Per le caldaie a biomassa di potenza termica nominale inferiore o uguale a 500 kWt:

i. certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 303- 5, classe 5;

ii. rendimento termico utile non inferiore a $87\% + \log(P_n)$ dove P_n è la potenza nominale dell'apparecchio;

iii. obbligo di installazione di un sistema di accumulo termico dimensionato prevedendo un volume di accumulo non inferiore a 20 dm³/kWt;

iv. il pellet utilizzato deve essere certificato da un organismo di certificazione accreditato che ne certifichi la conformità alla norma UNI EN ISO 17225-2 ivi incluso il rispetto delle condizioni previste dall'allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, lettera d) alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152 e successive modificazioni. Nel caso delle caldaie potrà essere utilizzato solo pellet appartenente alla classe di qualità per cui il generatore è stato certificato, oppure



pellet appartenente a classi di miglior qualità rispetto a questa. In tutti i casi la documentazione fiscale dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice di identificazione rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore del pellet;

v. possono altresì essere utilizzate altre biomasse combustibili purché previste tra quelle indicate dall'allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152 e successive modificazioni, nonché bricchette di legno, cippato e legna certificati da un organismo di certificazione accreditato che ne certifichi la conformità alle norme tecniche di riferimento UNI EN 17225 3-4-5.

b) Per le caldaie a biomassa di potenza termica nominale superiore a 500 kWt e inferiore o uguale a 2.000 kWt:

i. rendimento termico utile non inferiore al 92% attestato da una dichiarazione del produttore del generatore nella quale deve essere indicato il tipo di combustibile utilizzato;

ii. emissioni in atmosfera non superiori a quanto riportato nella tabella 14, come certificate da un laboratorio accreditato secondo la norma EN ISO/IEC 17025 misurate in sede di impianto, con indicazione del biocombustibile utilizzato. Qualora il generatore risulti certificato ai sensi della norma EN 303-5, l'estratto del Test Report o il Certificato Ambientale, rilasciato dall'Organismo notificato, sostituisce la prova in opera del generatore;

iii. obbligo di presenza di un sistema di abbattimento del particolato primario, non del tipo a gravità, integrato o esterno al corpo del generatore. La configurazione di installazione deve garantire, in tutti i casi, una disponibilità maggiore o uguale al 90%, ovvero il sistema di abbattimento deve essere attivo per più del 90% delle ore di funzionamento del generatore. Il responsabile dell'impianto deve conservare i dati relativi alle ore di funzionamento del sistema di abbattimento suddetto e del generatore, registrati dai sistemi di regolazione e controllo, e li mette a disposizione del GSE in caso di controllo;

iv. il pellet utilizzato deve essere certificato da un organismo di certificazione che ne certifichi la conformità alla norma UNI EN ISO 17225-2 ivi incluso il rispetto delle condizioni previste dall'allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, lettera d) alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152 e successive modificazioni. Nel caso delle caldaie potrà essere utilizzato solo pellet appartenente alla classe di qualità per cui il generatore è stato certificato, oppure pellet appartenente a classi di miglior qualità rispetto a questa. In tutti i casi la documentazione fiscale dovrà riportare l'evidenza della classe di qualità e il codice di identificazione rilasciato dall'Organismo di certificazione accreditato al produttore e/o distributore del pellet;

v. possono altresì essere utilizzate altre biomasse combustibili purché previste tra quelle indicate dall'allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152 e successive modificazioni, nonché bricchette di legno, cippato e legna certificati da un organismo di certificazione accreditato che ne certifichi la conformità alle norme tecniche di riferimento UNI EN 17225 3-4-5;

vi. per le caldaie automatiche prevedendo comunque un volume di accumulo, tale da garantire un'adeguata funzione di compensazione di carico, con l'obiettivo di minimizzare i cicli di accensione e spegnimento, secondo quanto indicato dal progettista. Nel caso in cui non sia tecnicamente fattibile, tali fattori limitativi dovranno essere opportunamente evidenziati nella relazione tecnica di progetto.

c) Per le stufe ed i termocamini a pellet:

i. certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 16510: 2023, ovvero alla norma UNI EN 14785 per i test eseguiti fino al 9 novembre 2025, salvo successive proroghe, corrispondente al termine del periodo transitorio in cui è prevista la coesistenza delle citate norme;

ii. il pellet utilizzato deve essere certificato da un organismo di certificazione che ne certifichi la conformità alla norma UNI EN ISO 17225-2 ivi incluso il rispetto delle condizioni previste dall'allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, lettera d) alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152 e successive modificazioni.

d) Per i termocamini a legna:

i. siano installati esclusivamente in sostituzione di camini o termocamini, sia a focolare aperto che chiuso, o stufe a legna, indipendentemente dal fluido termovettore;

ii. certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 16510: 2023, ovvero alla norma UNI EN 13229 per i test eseguiti fino al 9 novembre 2025, salvo successive proroghe, corrispondente al termine del periodo transitorio in cui è prevista la coesistenza delle citate norme;

iii. la legna utilizzata deve essere certificata secondo la UNI EN 17225 - 5. Possono altresì essere utilizzate altre biomasse combustibili purché previste tra quelle indicate dall'allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152 e successive modificazioni, nonché bricchette di legno certificate da un organismo di certificazione accreditato che ne certifichi la conformità alle norme tecniche di riferimento UNI EN 17225 - 3.

e) Per le stufe a legna:

i. certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 16510: 2023, ovvero alla norma UNI EN 13240 per i test eseguiti fino al 9 novembre 2025, salvo successive proroghe, corrispondente al termine del periodo transitorio in cui è prevista la coesistenza delle citate norme;

ii. la legna utilizzata deve essere certificata secondo la UNI EN 17225 - 5. Possono altresì essere utilizzate altre biomasse combustibili purché previste tra quelle indicate dall'allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152 e successive modificazioni, nonché bricchette di legno certificate da un organismo di certificazione accreditato che ne certifichi la conformità alle norme tecniche di riferimento UNI EN 17225.

4. Solare termico e solar cooling

Per impianti solari termici e di solar cooling, l'accesso agli incentivi è consentito se:

a) i collettori solari sono in possesso della certificazione Solar Keymark;

b) in alternativa, per gli impianti solari termici prefabbricati del tipo factory made, la certificazione di cui al punto a) relativa al solo collettore può essere sostituita dalla certificazione Solar Keymark relativa al sistema;

c) i collettori solari hanno valori di producibilità specifica, espressa in termini di energia solare annua prodotta per unità di superficie lorda AG, o di superficie degli specchi primari per i collettori lineari di Fresnel, e calcolata a partire dal dato contenuto nella certificazione Solar Keymark (o equivalentemente nell'attestazione rilasciata da ENEA per i collettori a concentrazione) per una temperatura media di funzionamento di 50°C, superiori ai seguenti valori minimi:

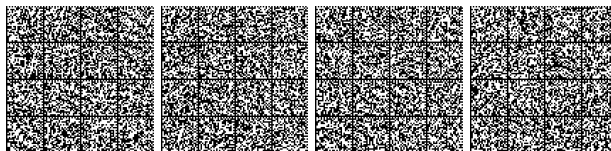
nel caso di collettori piani: maggiore di 300 kWh/m² anno, con riferimento alla località Würzburg;

nel caso di collettori sottovuoto e collettori a tubi evacuati: maggiore di 400 kWh/m² anno, con riferimento alla località Würzburg;

nel caso di collettori a concentrazione: maggiore di 550 kWh/m² anno, con riferimento alla località Atene;

d) per gli impianti solari termici prefabbricati per i quali è applicabile solamente la UNI EN 12976, la producibilità specifica, in termini di energia solare annua prodotta QL per unità di superficie di apertura Aa, misurata secondo la norma UNI EN 12976-2 con riferimento al valore di carico giornaliero, fra quelli disponibili, più vicino, in valore assoluto, al volume netto nominale dell'accumulo del sistema solare prefabbricato, e riportata sull'apposito rapporto di prova (test report) redatto da un laboratorio accreditato, deve rispettare almeno uno dei seguenti valori:

maggiore di 400 kWh/m² anno, con riferimento alla località Würzburg;



e) i collettori solari e i bollitori impiegati sono garantiti per almeno cinque anni. In caso di installazione di collettori solari termici per la produzione di calore in processi industriali, artigianali, agricoli (coltivazione/allevamento) o per il riscaldamento di piscine, per cui risulti essere non necessario un sistema di accumulo termico (bollitore), i requisiti relativi alla garanzia di tale componente vengono meno. L'asseverazione, o la dichiarazione del Soggetto Responsabile, da presentare al GSE insieme con la richiesta di concessione degli incentivi, dovrà essere corredata da una relazione tecnica, indipendentemente dalla taglia del nuovo campo solare installato, che giustifichi la non indispensabilità del sistema di accumulo termico, specificando, anche attraverso elaborati grafici e schemi a blocchi dell'impianto, le caratteristiche tecniche del processo e dell'impianto;

f) l'installazione dell'impianto è stata eseguita in conformità ai manuali di installazione dei principali componenti;

g) per i collettori solari a concentrazione per i quali non è possibile l'ottenimento della certificazione Solar Keymark, la certificazione di cui al punto a) è sostituita da un'approvazione tecnica rilasciata dall'ENEA;

h) per i soli impianti di solar cooling, il rapporto tra i metri quadrati di superficie solare lorda (espressa in metri quadrati) e la potenza frigorifera (espressa in kWf) è maggiore di 2; in ogni caso, tale rapporto non potrà superare il valore di 2,75;

i) per le macchine frigorifere DEC, la superficie minima solare lorda installata dei collettori deve essere di 8 m² ogni 1.000 m³/ora di aria trattata; in ogni caso, la superficie solare lorda dei collettori installata ogni 1.000 m³/ora di aria trattata non potrà superare il valore di 10.

Il requisito di cui alla lettera i) non è richiesto per impianti di sola produzione di acqua calda sanitaria, di calore di processo e per le reti di teleriscaldamento.

5. Scaldacqua a pompa di calore

Per le pompe di calore dedicate alla sola produzione di acqua calda sanitaria è richiesta l'appartenenza alla classe A di efficienza energetica di prodotto o superiore, maturata secondo il regolamento delegato (UE) 812/2013.

6. Sistemi ibridi factory made a pompa di calore Al fine dell'ammissibilità agli incentivi:

il rapporto tra la potenza termica utile della pompa di calore e la potenza termica utile della caldaia deve essere minore o uguale a 0,5;

la pompa di calore deve rispettare i requisiti tecnici di cui al paragrafo 2;

la caldaia deve essere di tipologia a condensazione e rispettare i requisiti tecnici di soglia minimi consentiti di cui alla tabella 4.

7. Sistemi bivalenti

Al fine dell'ammissibilità agli incentivi la pompa di calore deve rispettare i requisiti tecnici di cui al paragrafo 2. Si applicano, inoltre, i seguenti requisiti specifici.

7.1 Pompe di calore bivalenti

Al fine dell'ammissibilità agli incentivi:

la caldaia deve essere di tipologia a condensazione e rispettare i requisiti tecnici di soglia minimi consentiti di cui alla tabella 4;

la pompa di calore deve assolvere alle funzioni in carico al generatore sostituito, di riscaldamento e, se prevista, di produzione di acqua calda sanitaria;

nel caso di impianto autonomo, il sistema di termoregolazione deve appartenere alle classi V, VI, VII oppure VIII della comunicazione della Commissione 2014/C 207/02. Nel caso di impianto di riscaldamento centralizzato destinato a una pluralità di utenze, è prescritta l'adozione di un gruppo termoregolatore in grado di riprodurre gli stessi effetti delle classi sopra indicate, utilizzando una configurazione adatta ad un sistema centralizzato più complesso tra cui il controllo sulla temperatura di mandata e/o ritorno del fluido termovettore e il rilevamento della temperatura esterna;

il fabbricante della pompa di calore dovrà fornire una dichiarazione di compatibilità tra la stessa e il generatore secondario, indicando le caratteristiche tecniche minime affinché i due apparecchi possano interagire efficacemente per l'ottimizzazione dei consumi e delle prestazioni energetiche e funzionali, individuando una lista di modelli di generatori supplementari in grado di funzionare con la specifica pompa di calore;

deve essere presente un sistema di controllo e regolazione in grado di ottimizzare il funzionamento preferenziale della pompa di calore rispetto al generatore secondario;

se la pompa di calore e la caldaia sono di fabbricanti diversi, il sistema deve essere asseverato da un tecnico abilitato che ne garantisca la compatibilità con l'impianto esistente, il dialogo tra i due apparecchi che costituiscono il sistema, la compatibilità tra apparecchi e la funzionalità e sicurezza dell'intero impianto. L'asseverazione deve contenere la relazione tecnica ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015, come modificato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 28 ottobre 2025 e successive modifiche e integrazioni.

7.2 Pompe di calore "add on"

Al fine dell'ammissibilità agli incentivi:

la caldaia deve essere di età non superiore a 5 anni, e rispettare i requisiti tecnici di soglia minimi consentiti di cui alla tabella 4;

la pompa di calore deve essere esclusivamente della tipologia aria-acqua oppure acqua-acqua;

la pompa di calore deve essere esclusivamente della tipologia aria-aria, nel caso in cui l'edificio oggetto di intervento sia soggetto a vincoli architettonici;

nel caso di impianto autonomo, il sistema di termoregolazione deve appartenere alle classi V, VI, VII oppure VIII della comunicazione della Commissione 2014/C 207/02. Nel caso di impianto di riscaldamento centralizzato destinato a una pluralità di utenze, è prescritta l'adozione di un gruppo termoregolatore in grado di riprodurre gli stessi effetti delle classi sopra indicate, utilizzando una configurazione adatta ad un sistema centralizzato più complesso tra cui il controllo sulla temperatura di mandata e/o ritorno del fluido termovettore e il rilevamento della temperatura esterna;

il fabbricante della pompa di calore dovrà fornire una dichiarazione di compatibilità tra la stessa e il generatore secondario, indicando le caratteristiche tecniche minime affinché i due apparecchi possano interagire efficacemente per l'ottimizzazione dei consumi e delle prestazioni energetiche e funzionali, individuando una lista di modelli di generatori supplementari in grado di funzionare con la specifica pompa di calore;

deve essere presente un sistema di controllo e regolazione in grado di ottimizzare il funzionamento preferenziale della pompa di calore rispetto al generatore secondario;

se la pompa di calore e la caldaia sono di fabbricanti diversi, il sistema deve essere asseverato da un tecnico abilitato che ne garantisca la compatibilità con l'impianto esistente, il dialogo tra i due apparecchi che costituiscono il sistema, la compatibilità tra apparecchi e la funzionalità e sicurezza dell'intero impianto. L'asseverazione deve contenere la relazione tecnica ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015, come modificato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 28 ottobre 2025 e successive modifiche e integrazioni.



Tipologia di intervento		Requisiti tecnici di soglia per la tecnologia
Articolo 8, comma 1, lettera b)	Caldaia a condensazione a gas operante nell'ambito di un sistema ibrido/bivalente	$\eta_s^* > 90\%$, per apparecchi aventi $P_n < 400$ kW; $\eta_{100}^* > 98\%$ per apparecchi aventi $P_n > 400$ kW Misurati secondo la norma EN 15502-1
	Caldaia a biomassa operante nell'ambito di un sistema ibrido/bivalente	Rispetto dei requisiti di cui al paragrafo 3.2

Tabella 4- Requisiti tecnici di soglia minimi consentiti per l'accesso agli incentivi
 (*) η_s è riferito al PCS, come previsto da Reg. 813/2013/UE; η_{100} è riferito al PCI, come previsto da EN 15502-1.

8. Interventi di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con l'allaccio a sistemi di teleriscaldamento efficienti

Sono ammessi gli interventi di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con l'allaccio a sistemi di teleriscaldamento efficienti e ricadenti nelle reti di teleriscaldamento censite nella specifica "Anagrafica territoriale teleriscaldamento e teleraffrescamento" istituita dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente mediante deliberazione 574/2018/R/tlr.

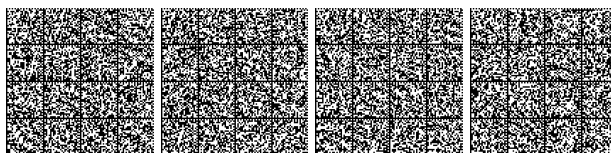
9. Interventi di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con impianti utilizzanti microcogeneratori alimentati da fonti rinnovabili

Gli interventi di sostituzione totale o parziale di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale utilizzanti microcogeneratori oltre a garantire l'assenza di dissipazioni termiche, variazioni del carico, regolazioni della potenza elettrica, rampe di accensione e spegnimento di lunga durata, altre situazioni di funzionamento modulabile che determinano variazioni del rapporto energia elettrica/energia termica, devono garantire un risparmio di energia primaria (PES), almeno pari al 10%. Tutta l'energia termica prodotta dovrà essere utilizzata per soddisfare la richiesta termica per la climatizzazione degli ambienti, la produzione di acqua calda sanitaria. L'ammissione agli incentivi è subordinata all'alimentazione dell'impianto da fonti rinnovabili quali, a titolo esemplificativo biomassa, biogas, bioliquidi e con potenza del microcogeneratore < 50 kWe.

L'ammissione agli incentivi è subordinata alla trasmissione della certificazione del produttore dell'unità di microgenerazione che attesti il rispetto dei requisiti sopra richiamati e dell'asseverazione contenente la stima del PES calcolato sulla base dei carichi termici ed elettrici. Per gli interventi di sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con impianti utilizzanti microcogeneratori è ammissibile anche la sostituzione funzionale, intesa come intervento di installazione di un nuovo generatore presso un impianto termico esistente, al fine di provvedere ad alimentare le medesime utenze del generatore precedentemente installato, senza provvedere ad effettuarne la rimozione.»

Note all'art. 31:

— Si riporta il testo dell'Allegato V del citato decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, come modificato dal presente decreto:

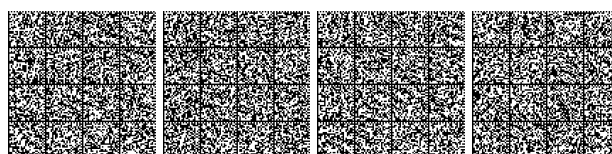


Combustibile	Contenuto energetico in peso	Contenuto energetico in volume
	(Potere calorifico inferiore, MJ/kg)	(Potere calorifico inferiore, MJ/l)
COMBUSTIBILI DA BIOMASSA E/O OPERAZIONI DI LAVORAZIONE DELLA BIOMASSA		
Biopropano	46	24
Olio vegetale puro (olio prodotto a partire da piante oleaginose 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 idrotrattato (sottoposto a trattamento termochimico con idrogeno) ottenuto da biomassa, destinato ad essere usato come sostituto del diesel	44	34
Olio idrotrattato (sottoposto a trattamento termochimico con idrogeno) ottenuto da biomassa, destinato ad essere usato come sostituto della benzina	45	30
Olio idrotrattato (sottoposto a trattamento termochimico con idrogeno) ottenuto da biomassa, destinato ad essere usato come sostituto del carburante per aviazione	44	34
Olio idrotrattato (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)
COMBUSTIBILI RINNOVABILI CHE POSSONO ESSERE PRODOTTI A PARTIRE DA DIVERSE FONTI RINNOVABILI, COMPRESA LA BIOMASSA		
Metanolo da fonti rinnovabili	20	13
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 da bioetanolo)	36 (di cui il 33 % da fonti rinnovabili)	27 (di cui il 33 % da fonti rinnovabili)
ETBE (etil-ter-butil-etere ottenuto interamente da bioetanolo e bio-iso-butene*)	36 (100% da rinnovabili)	27 ((100% da rinnovabili)
MTBE (metil-ter-butil-etere ottenuto dal bio metanolo)	35 (di cui il 22 % da fonti rinnovabili)	26 (di cui il 22 % da fonti rinnovabili)
MTBE (metil-ter-butil-etere ottenuto interamente da bio metanolo e bio-iso-butene*)	35 (100% da rinnovabili)	26 (100% da rinnovabili)
TAEE (ter-amil-etil-etere ottenuto dal bioetanolo)	38 (di cui il 29 % da fonti rinnovabili)	29 (di cui il 29 % da fonti rinnovabili)
TAEE (ter-amil-etil-etere ottenuto interamente da bioetanolo e bio-iso-amilene*)	38 (100% da rinnovabili)	29 (100% da rinnovabili)
TAME (ter-amil-metil-etere ottenuto dal biometanolo)	36 (di cui il 18 % da fonti rinnovabili)	28 (di cui il 18 % da fonti rinnovabili)

Combustibile	Contenuto energetico in peso (Potere calorifico inferiore, MJ/kg)	Contenuto energetico in volume (Potere calorifico inferiore, MJ/l)
TAME (ter-amil-metil-etere ottenuto interamente da biometanolo e bio-iso-amilene*)	36 (100% da rinnovabili)	28 (100% da 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)
COMBUSTIBILI FOSSILI		
Benzina	43	32
Diesel	43	36



Note all'art. 32:

— Si riporta il testo dell'ALLEGATO VI, sezione C, Parte B, Punto 3, del citato decreto legislativo n. 199 del 2021, come modificato dal presente decreto:

«a) Eec: emissioni provenienti dalla produzione di materia prima coltivata

Le emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime, eec, 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 CO₂ 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 44, comma 2, 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.

b) Esca: riduzioni delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola

Ai fini del calcolo di cui al punto 1, lettera a), le riduzioni di emissioni di gas a effetto serra grazie a una migliore gestione agricola, esca, come il passaggio a una ridotta aratura o a una semina senza aratura, a colture migliorate e alla rotazione delle colture, all'uso di colture di copertura, compresa la gestione dei residui delle colture, e all'uso di ammendanti organici, come ad esempio compost e digestato della fermentazione del letame, sono prese in considerazione solo se non rischiano di incidere negativamente sulla biodiversità. Devono inoltre essere forniti elementi di prova attendibili e verificabili del fatto 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 delle emissioni laddove tali pratiche determinino un aumento dell'uso di fertilizzanti e erbicidi. 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.

c) el: emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione d'uso dei terreni

Le emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione d'uso dei terreni, el, sono calcolate ripartendo uniformemente il totale delle emissioni su 20 anni.

Per il calcolo di dette emissioni si applica la seguente formula:

$$el = (CSR - CSA) \times 3,664 \times 1/20 \times 1/P - eB, (1)$$

dove:

e_l = le emissioni annualizzate di gas a effetto serra risultanti da modifiche degli stock di carbonio dovute al cambiamento della destinazione del terreno (esprimesse in massa (grammi) equivalente di CO₂ per unità di energia prodotta (megajoules) dal biocarburante). I "terreni coltivati"(2) e le "colture perenni"(3) sono considerati un solo tipo di destinazione del terreno;

(1) Il quoziente ottenuto dividendo il peso molecolare della CO₂ (44,010 g/mol) per il peso molecolare del carbonio (12,011 g/mol) è uguale a 3,664;

(2) Terreni coltivati quali definiti dal gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico (IPCC);

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

CSR = lo stock di carbonio per unità di superficie associato alla destinazione del terreno di riferimento (espresso in massa (tonnellate) di carbonio per unità di superficie, compresi suolo e vegetazione), calcolato in linea con gli atti normativi europei(4) 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; CSA = lo stock di carbonio per unità di superficie associato alla destinazione reale del terreno (espresso in massa (tonnellate) di carbonio per unità di superficie, compresi suolo e vegetazione), calcolato in linea con gli atti normativi europei(5). Nel caso in cui lo stock di carbonio si accumuli per oltre un anno, il valore attribuito al CSA 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 energia da biocarburante prodotta per unità di superficie all'anno);

eB = è il premio di 29 gCO₂eq/MJ di biocarburante o bioliquido la cui materia prima coltivata è ottenuta a partire da terreni degradati ripristinati (da aggiungere alla fine del calcolo in quanto si riferisce al biocarburante o bioliquido finito), applicabile nel caso 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(6), compresi i terreni precedentemente utilizzati per scopi agricoli.

Il bonus di 29 g CO₂eq/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.

d) ep: emissioni derivanti dalla lavorazione

Le emissioni derivanti dalla lavorazione, ep, 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 CO₂ 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.

e) etd: emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione

Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione, etd, 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 alla lettera a) non sono disciplinate dal presente punto.

(4) Decisione 2010/335/UE della Commissione del 10 giugno 2010 relative alle linee direttrici per il calcolo degli stock di carbonio nel suolo ai fini dell'Allegato V della direttiva 2009/28/CE; Regolamento (UE) 2018/841 del Parlamento europeo e del Consiglio 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 la modifica del Regolamento (UE) n. 525/2013 e della decisione n. 529/2013/UE.

(5) Decisione 2010/335/UE della Commissione del 10 giugno 2010 relative alle linee direttrici per il calcolo degli stock di carbonio nel suolo ai fini dell'Allegato V della direttiva 2009/28/CE; Regolamento (UE) 2018/841 del Parlamento europeo e del Consiglio 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 la modifica del Regolamento (UE) n. 525/2013 e della decisione n. 529/2013/UE.

(6) 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.



f) eu: emissioni derivanti dall'uso

Le emissioni del carburante al momento dell'uso, eu, sono considerate pari a zero per i biocarburanti e i bioliquidi.

Le emissioni di gas ad effetto serra diversi dal CO₂ (N₂O e CH₄) del combustibile utilizzato sono incluse nel fattore eu per i bioliquidi.

g) eecs: riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico del CO₂

La riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico del CO₂, eecs, che non sia già stata computata in ep, è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura e allo stoccaggio della CO₂ 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.

h) eccr: riduzione di emissioni da cattura e sostituzione di CO₂

La riduzione di emissioni da cattura e sostituzione di CO₂, eccr, è direttamente collegata alla produzione dei biocarburanti o bioliquidi alla quale è attribuita, ed è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura della CO₂ il cui carbonio proviene dalla biomassa e che viene usato per sostituire la CO₂ derivata da carburanti fossili nella produzione di prodotti e servizi commerciali prima del 1° gennaio 2036.

i) allocazione emissioni in caso di cogenerazione

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, Ch, calcolato come segue:

$$C_h = (T_h - T_0) / T_h$$

dove:

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

T₀ = 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), Ch 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 annue di energia meccanica, elettrica e termica prodotte divise rispettivamente per l'energia annua immessa.

Ai fini di tale calcolo si applicano le seguenti definizioni:

«cogenerazione»: la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica;

«calore utile»: il calore generato per soddisfare una domanda economicamente giustificabile di calore, ai fini di riscaldamento o raffrescamento;

«domanda economicamente giustificabile»: una domanda non superiore al fabbisogno di calore o di freddo che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato.

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 è la raffineria.

l) allocazione in caso di produzione contemporanea di più prodotti

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 coprodotti 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 CH₄ e N₂O, 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 di quanto previsto alla lettera i). Ai fini dei calcoli, le emissioni da dividere sono: eec + el + esca + le frazioni di ep, etd, eecs, eccr 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 che non sono contemplati tra quelli riportati in precedenza. I co-prodotti il cui contenuto energetico è negativo sono considerati aventi un contenuto energetico pari a zero ai fini del calcolo. In linea generale, rifiuti e residui, compresi tutti i rifiuti e i residui inclusi nell'allegato IX, 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 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 è la raffineria.

m) calcolo emissioni in caso di rifiuti e residui

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.»

Note all'art. 33:

— Si riporta il testo dell'ALLEGATO VII, sezione B, Parte B, Punto 3, del citato decreto legislativo n. 199 del 2021, come modificato dal presente decreto:

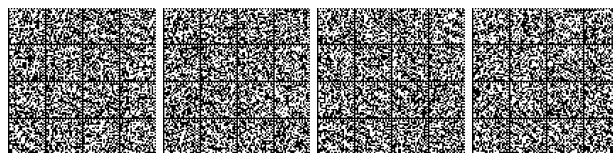
«a) Eec: emissioni provenienti dalla produzione di materia prima coltivata

Le emissioni derivanti dall'estrazione, raccolta o coltivazione delle materie prime, eec, 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 CO₂ 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 44, comma 2, 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.

b) Esca: riduzioni delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola

Ai fini del calcolo di cui al punto 1, lettera a), le riduzioni di emissioni di gas a effetto serra grazie a una migliore gestione agricola, esca, come il passaggio a una ridotta aratura o a una semina senza aratura, a colture migliorate e alla rotazione delle colture, all'uso di colture di copertura, compresa la gestione dei residui delle colture, e all'uso di ammendanti organici, come ad esempio compost e digestato della fermentazione del letame, sono prese in considerazione solo se non rischiano di incidere negativamente sulla biodiversità. Devono inoltre essere forniti elementi di prova attendibili e verificabili del fatto 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 delle emissioni laddove tali pratiche determinino un aumento dell'uso di fertilizzanti e erbicidi. 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.

c) el: emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione d'uso dei terreni

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

$$e_l = (CSR - CSA) \times 3,664 \times 1/20 \times 1/P - eB(7)$$

dove:

e_l = 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 equivalente di CO₂ per unità di energia prodotta dal combustibile da biomassa). I «terreni coltivati»(8) e le «colture perenni»(9) sono considerati un solo tipo di destinazione del terreno;

CSR = 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) calcolato in linea con gli atti normativi europei(10). 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;

CSA = 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) calcolato in linea con gli atti normativi europei(11). Nel caso in cui le scorte di carbonio si accumulino per oltre un anno, il valore attribuito al CSA 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

eB = bonus di 29 g CO_{2eq}/MJ di combustibile da biomassa se la biomassa è ottenuta a partire da terreni degradati ripristinati, applicabile nel caso 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

(7) Il quoziente ottenuto dividendo il peso molecolare della CO₂ (44,010 g/mol) per il peso molecolare del carbonio (12,011 g/mol) è uguale a 3,664.

(8) Terreni coltivati quali definiti dal gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico (IPCC);

(9) Colture pluriennali il cui peduncolo non viene raccolto annualmente, quali il bosco ceduo a rotazione rapida e la palma da olio

(10) Decisione 2010/335/UE della Commissione del 10 giugno 2010 relative alle linee direttrici per il calcolo degli stock di carbonio nel suolo ai fini dell'Allegato V della direttiva 2009/28/CE; Regolamento (UE) 2018/841 del Parlamento europeo e del Consiglio 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 la modifica del Regolamento (UE) n. 525/2013 e della decisione n. 529/2013/UE.

(11) Decisione 2010/335/UE della Commissione del 10 giugno 2010 relative alle linee direttrici per il calcolo degli stock di carbonio nel suolo ai fini dell'Allegato V della direttiva 2009/28/CE; Regolamento (UE) 2018/841 del Parlamento europeo e del Consiglio 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 la modifica del Regolamento (UE) n. 525/2013 e della decisione n. 529/2013/UE.

b) è pesantemente degradato(12), compresi i terreni precedentemente utilizzati per scopi agricoli.

Il bonus di 29 g CO_{2eq}/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.

d) ep: emissioni derivanti dalla lavorazione

Le emissioni derivanti dalla lavorazione, ep, 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 CO₂ 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.

e) etd: emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione

Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione, etd, 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 alla lettera a) non sono disciplinate dal presente punto.

f) eu: emissioni derivanti dall'uso

Le emissioni di CO₂ derivanti dal combustibile al momento dell'uso, eu, sono considerate pari a zero per i combustibili da biomassa. Le emissioni di gas ad effetto serra diversi dal CO₂ (CH₄ e N₂O) derivanti dal combustibile utilizzato sono incluse nel fattore eu.

g) eccs: riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico del CO₂

La riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico di CO₂, eccs, che non è già stata computata in e_l, è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura e allo stoccaggio della CO₂ 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.

h) eccr: riduzione di emissioni da cattura e sostituzione di CO₂

La riduzione di emissioni da cattura e sostituzione di CO₂, eccr, è direttamente collegata alla produzione di combustibili da biomassa alla quale è attribuita, ed è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura della CO₂ il cui carbonio proviene dalla biomassa e che viene usato per sostituire la CO₂ derivata da carburanti fossili nella produzione di prodotti e servizi commerciali prima del 1° gennaio 2036.

i) allocazione emissioni in caso di cogenerazione

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, Ch, calcolato come segue:

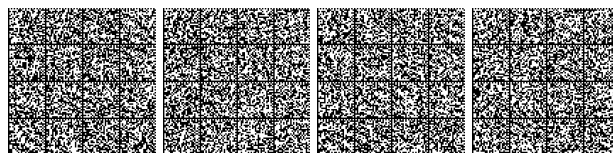
$$Ch = (Th - T0) / Th$$

dove:

Th = la temperatura, misurata in temperatura assoluta (kelvin) del calore utile al punto di fornitura;

T0 = temperatura ambiente, fissata a 273,15 kelvin (pari a 0 °C).

(12) 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.



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

Ch = 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 annue di energia meccanica, elettrica e termica prodotte divise rispettivamente per l'energia annua immessa.

Ai fini di tale calcolo si applicano le seguenti definizioni:

«cogenerazione»: la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica;

«calore utile»: il calore generato per soddisfare una domanda economicamente giustificabile di calore, ai fini di riscaldamento o raffrescamento;

«domanda economicamente giustificabile»: una domanda non superiore al fabbisogno di calore o di freddo e che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato

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 è la raffineria.

1) allocazione in caso di produzione contemporanea di più prodotti

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 coprodotti 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 CH₄ e N₂O, 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 di quanto previsto alla lettera i). Ai fini dei calcoli, le emissioni da dividere sono: eec + el + esca + le frazioni di ep, etd, eccs, eccr 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 del biogas e del biometano, ai fini di tale calcolo sono presi in considerazione tutti i co-prodotti che non sono contemplati tra quelli riportati in precedenza. I co-prodotti il cui contenuto energetico è negativo sono considerati aventi un contenuto energetico pari a zero ai fini del calcolo. In linea generale, rifiuti e residui, compresi tutti i rifiuti e i residui inclusi nell'allegato IX, 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 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 è la raffineria.»

Note all'art. 34:

— Si riporta la rubrica della Parte A dell'ALLEGATO VIII del citato decreto legislativo n. 199 del 2021, come modificata dal presente decreto:

«Materie prime per la produzione di biogas per il trasporto e biocarburanti avanzati.»

— Si riporta la rubrica della Parte B dell'ALLEGATO VIII del citato decreto legislativo n. 199 del 2021, come modificato dal presente decreto:

«Materie prime per la produzione di biogas per il trasporto e biocarburanti, il cui contributo per il conseguimento delle quote di cui all'art. 39, comma 1, è limitato ai sensi del comma 3 lettera b).»

Note all'art. 35:

— Si riporta il testo dell'articolo 3 del citato decreto legislativo n. 79 del 1999, come modificato dal presente decreto:

«Art. 3 (Gestore della rete di trasmissione nazionale). — 1. Il gestore della rete di trasmissione nazionale, di seguito «gestore», esercita le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale. Il gestore ha l'obbligo di connettere alla rete di trasmissione nazionale tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche di cui al comma 6 del presente articolo e le condizioni tecnico-economiche di accesso e di interconnessione fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. L'eventuale rifiuto di accesso alla rete deve essere debitamente motivato dal gestore. Il gestore della rete di trasmissione nazionale fornisce ai soggetti responsabili della gestione di ogni altra rete dell'Unione europea interconnessa con la rete di trasmissione nazionale informazioni sufficienti per garantire il funzionamento sicuro ed efficiente, lo sviluppo coordinato e l'interoperabilità delle reti interconnesse.

2. Il gestore della rete di trasmissione nazionale gestisce i flussi di energia, i relativi dispositivi di interconnessione ed i servizi ausiliari necessari; garantisce l'adempimento di ogni altro obbligo volto ad assicurare la sicurezza, l'affidabilità, l'efficienza e il minor costo del servizio e degli approvvigionamenti; gestisce la rete, di cui può essere proprietario, senza discriminazione di utenti o categorie di utenti; delibera gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete, a proprio carico, se proprietario della rete, o a carico delle società proprietarie, in modo da assicurare la sicurezza e la continuità degli approvvigionamenti, nonché lo sviluppo della rete medesima nel rispetto degli indirizzi del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Al gestore sono trasferiti competenze, diritti e poteri di soggetti privati e pubblici, anche ad ordinamento autonomo, previsti dalla normativa vigente con riferimento alle attività riservate al gestore stesso. Il gestore della rete di trasmissione nazionale mantiene il segreto sulle informazioni commerciali riservate acquisite nel corso dello svolgimento della sua attività e impedisce che le informazioni concernenti la propria attività commercialmente vantaggiose siano divulgate in modo discriminatorio.

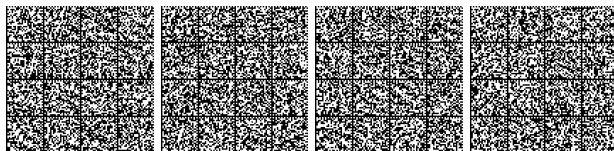
Le informazioni necessarie per una concorrenza effettiva e per l'efficiente funzionamento del mercato sono rese pubbliche, fermo restando l'obbligo di mantenere il segreto sulle informazioni commerciali riservate. Le imprese collegate al gestore della rete di trasmissione nazionale non possono abusare delle informazioni riservate nelle proprie operazioni di compravendita di energia elettrica o servizi connessi.

2-bis. Il gestore della rete di trasmissione nazionale fornisce ai gestori di altri sistemi interconnessi con il proprio le informazioni sufficienti a garantire il funzionamento sicuro ed efficiente, lo sviluppo coordinato e l'interoperabilità del sistema interconnesso, assicura che non vi siano discriminazioni tra utenti e categorie di utenti, specialmente a favore delle proprie società e imprese collegate, fornisce a tutti gli utenti, in condizioni di parità, le informazioni necessarie per un efficiente accesso al sistema, riscuote le rendite da congestione e i pagamenti dovuti nell'ambito del meccanismo di compensazione tra gestori dei sistemi di trasmissione, in conformità all'articolo 49 del regolamento (UE) 2019/943, acquista i servizi ancillari volti a garantire la sicurezza del sistema, partecipa alle valutazioni di adeguatezza del sistema, a livello nazionale ed europeo, assicura la digitalizzazione dei propri sistemi di trasmissione e provvede alla gestione dei dati, anche attraverso lo sviluppo di sistemi di gestione, alla cybersicurezza e alla protezione dei dati, sotto la vigilanza e il controllo dell'ARERA e sentita l'Agenzia per la cybersicurezza nazionale per gli aspetti relativi alla cybersicurezza.

2-ter. Il gestore della rete di trasmissione nazionale acquisisce i servizi di bilanciamento nel rispetto delle seguenti condizioni:

a) stabilisce procedure trasparenti, non discriminatorie e fondate su criteri di mercato;

b) assicura la partecipazione di tutte le imprese elettriche qualificate e di tutti i partecipanti al mercato dell'energia elettrica e dei servizi connessi, inclusi i partecipanti al mercato che offrono energia elet-



trica prodotta da fonti rinnovabili, i partecipanti al mercato attivi nella gestione della domanda, i gestori di impianti di stoccaggio dell'energia elettrica e i partecipanti al mercato coinvolti in un'aggregazione;

c) definisce, d'intesa con l'ARERA e previa approvazione di quest'ultima, nonché in stretta collaborazione con tutti i partecipanti al mercato dell'energia elettrica, i requisiti tecnici per la fornitura dei servizi di bilanciamento necessari.

2-quater. Il gestore della rete di trasmissione, previa approvazione da parte dell'ARERA, stabilisce, con una procedura trasparente e partecipativa che coinvolge gli utenti e i gestori del sistema di distribuzione dell'energia elettrica, le specifiche tecniche per i servizi ancillari non relativi alla frequenza e gli standard dei prodotti di mercato necessari per la fornitura di tali servizi. Le specifiche tecniche e gli standard così definiti assicurano la partecipazione effettiva e discriminatoria di tutti i partecipanti al mercato dell'energia elettrica, con le stesse garanzie di cui al comma 2-ter, lettera b), del presente articolo.

2-quinquies. Il gestore della rete di trasmissione nazionale scambia le informazioni necessarie e si coordina con i gestori del sistema di distribuzione, al fine di assicurare l'uso ottimale delle risorse, il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema e lo sviluppo del mercato dell'energia elettrica. Il gestore della rete di trasmissione nazionale ha diritto ad essere adeguatamente remunerato per l'acquisizione di servizi che consentono di recuperare i corrispondenti costi, determinati in misura ragionevole, ivi comprese le spese necessarie per le tecnologie dell'informazione e della comunicazione e i costi dell'infrastruttura.

2-sexies. L'obbligo di approvvigionamento dei servizi ancillari ai sensi del comma 2-quater del presente articolo non si applica alle componenti di rete pienamente integrate.

2-septies. Il gestore della rete di trasmissione nazionale stabilisce e pubblica sul proprio sito web, in un'apposita sezione, procedure trasparenti ed efficienti per la connessione di nuovi impianti di generazione e di nuovi impianti di stoccaggio di energia elettrica, senza discriminazioni. Le procedure, prima di essere pubblicate, devono essere comunicate all'ARERA e da questa approvate.

2-octies. Il gestore della rete di trasmissione nazionale non ha il diritto di rifiutare la connessione di un nuovo impianto di generazione ovvero di stoccaggio di energia elettrica in ragione di eventuali future limitazioni della capacità di rete disponibile e di congestioni in punti distanti del sistema. La connessione di nuovi impianti di generazione o di stoccaggio non può essere rifiutata neppure per i costi supplementari derivanti dalla necessità di aumentare la capacità degli elementi del sistema posti nelle immediate vicinanze del punto di connessione. La capacità di connessione garantita può essere limitata e possono essere offerte connessioni soggette a limitazioni operative, onde assicurare l'efficienza economica dei nuovi impianti di generazione o di stoccaggio. Le limitazioni di cui al presente comma devono essere trasmesse all'ARERA, prima della pubblicazione, e devono essere da questa approvate.

2-nonies. L'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, adotta i criteri e le modalità sulla base dei quali il gestore della rete di trasmissione nazionale rende disponibili, in relazione all'energia elettrica fornita in ogni zona di offerta, le informazioni sulla quota di energia elettrica da fonti rinnovabili.

2-decies. Con decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, da adottare entro centoventi giorni dalla pubblicazione dei criteri e delle modalità di cui al comma 2-nonies, anche avvalendosi di ISPRA, sono disciplinati i criteri e le modalità sulla base dei quali il gestore della rete di trasmissione nazionale rende disponibili, in relazione all'energia elettrica fornita in ogni zona di offerta, le informazioni sul tenore di emissioni di gas a effetto serra.

2-undecies. I criteri e le modalità definite ai sensi dei commi 2-nonies e 2-decies assicurano che le informazioni siano rese disponibili dal gestore della rete di trasmissione nel modo più accurato possibile e ad intervalli corrispondenti alla frequenza di regolamentazione del mercato ma non superiore all'ora, con previsioni ove disponibili, assicurando l'interoperabilità sulla base di formati di dati armonizzati e serie di dati standardizzati affinché possano essere utilizzati in maniera non discriminatoria dai partecipanti al mercato dell'energia elettrica, dagli aggregatori, dai consumatori e dagli utenti finali e che possano essere letti da dispositivi elettronici di comunicazione.

3. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas fissa le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità

di condizioni, l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento. Nell'esercizio di tale competenza l'Autorità persegue l'obiettivo della più efficiente utilizzazione dell'energia elettrica prodotta o comunque immessa nel sistema elettrico nazionale, compatibilmente con i vincoli tecnici della rete. L'Autorità prevede, inoltre, l'obbligo di utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta a mezzo di fonti energetiche rinnovabili e di quella prodotta mediante cogenerazione.

4. Entro il termine di trenta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto l'ENEL S.p.a. costituisce una società per azioni cui conferisce, entro i successivi sessanta giorni, tutti i beni, eccettuata la proprietà delle reti, i rapporti giuridici inerenti all'attività del gestore stesso, compresa la quota parte dei debiti afferenti al patrimonio conferito, e il personale necessario per le attività di competenza. Con propri decreti il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita l'Autorità dell'energia elettrica ed il gas, entro i trenta giorni successivi alla data dei suddetti conferimenti, dispone gli eventuali, ulteriori conferimenti necessari all'attività del gestore e approva i conferimenti stessi. Lo stesso Ministro determina con proprio provvedimento la data in cui la società assume la titolarità e le funzioni di gestore della rete di trasmissione nazionale; dalla medesima data le azioni della suddetta società sono assegnate a titolo gratuito al Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica. I diritti dell'azionista sono esercitati d'intesa tra il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica e il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Gli indirizzi strategici ed operativi del gestore sono definiti dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Fino alla stessa data l'ENEL S.p.a. è responsabile del corretto funzionamento della rete di trasmissione nazionale e delle attività di dispacciamento nonché di quanto previsto dal comma 12.

5. Il gestore della rete è concessionario delle attività di trasmissione e dispacciamento; la concessione è disciplinata, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Con analogo decreto, si provvede ad integrare o modificare la concessione rilasciata in tutti i casi di modifiche nell'assetto e nelle funzioni del gestore e, comunque, ove il Ministro delle attività produttive lo ritenga necessario, per la migliore funzionalità della concessione medesima all'esercizio delle attività riservate al gestore.

6. Il gestore, con proprie delibere, stabilisce le regole per il dispacciamento nel rispetto delle condizioni di cui al comma 3 e degli indirizzi di cui al comma 2 dell'articolo 1. Sulla base di direttive emanate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il gestore della rete di trasmissione nazionale adotta regole tecniche, di carattere obiettivo e non discriminatorio, in materia di progettazione e funzionamento degli impianti di generazione, delle reti di distribuzione, delle apparecchiature direttamente connesse, dei circuiti di interconnessione e delle linee dirette, al fine di garantire la più idonea connessione alla rete di trasmissione nazionale nonché la sicurezza e la connessione operativa tra le reti. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas verifica la conformità delle regole tecniche adottate dal gestore alle direttive dalla stessa emanate e si pronuncia, sentito il gestore, entro novanta giorni; qualora la pronuncia non intervenga entro tale termine, le regole si intendono approvate. In nessun caso possono essere riconosciuti ai proprietari di porzioni della rete di trasmissione nazionale, o a coloro che ne abbiano la disponibilità, fatta eccezione per il gestore della rete di trasmissione nazionale in relazione alle attività di trasmissione e dispacciamento, diritti di esclusiva o di priorità o condizioni di maggior favore di alcun tipo nell'utilizzo della stessa. L'utilizzazione della rete di trasmissione nazionale per scopi estranei al servizio elettrico non può comunque comportare vincoli o restrizioni all'utilizzo della rete stessa per le finalità disciplinate dal presente decreto. Le regole tecniche di cui al presente comma sono pubblicate nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sono notificate alla Commissione delle Comunità europee a norma dell'articolo 8 della direttiva 81/189/CEE del Consiglio del 28 marzo 1983.

7. Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentiti l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e i soggetti interessati, determina con proprio decreto l'ambito della rete di trasmissione nazionale, comprensiva delle reti di tensione uguale o superiore a 220 kV e delle parti di rete, aventi tensioni comprese tra 120 e 220 kV, da individuare secondo criteri funzionali. Successivamente alla emanazione di tale decreto il gestore può affidare a terzi, previa autorizzazione del



Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e sulla base di convenzioni approvate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, la gestione di limitate porzioni della rete di trasmissione nazionale non direttamente funzionali alla stessa. Entro trenta giorni dalla emanazione del decreto di determinazione della rete di trasmissione nazionale i proprietari di tale rete, o coloro che ne hanno comunque la disponibilità, costituiscono una o più società di capitali alle quali, entro i successivi novanta giorni, sono trasferiti esclusivamente i beni e i rapporti, le attività e le passività, relativi alla trasmissione di energia elettrica. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica possono promuovere l'aggregazione delle suddette società, anche in forme consortili, favorendo la partecipazione di tutti gli operatori del mercato.

8. Il gestore stipula convenzioni, anche con le società che dispongono delle reti di trasmissione, per disciplinare gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete e dei dispositivi di interconnessione con altre reti nel caso in cui non ne sia proprietario; altrimenti, il gestore risponde direttamente nei confronti del Ministero delle attività produttive della tempestiva esecuzione degli interventi di manutenzione e sviluppo della rete deliberati. Le suddette convenzioni sono stipulate in conformità ad una convenzione tipo definita, entro centoventi giorni dall'entrata in vigore del presente decreto legislativo, con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, su proposta dell'Autorità dell'energia elettrica e del gas, a norma della legge n. 481 del 1995, sentita la Conferenza unificata, istituita ai sensi del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281. Tale convenzione tipo prevede:

- a) la competenza del gestore ad assumere le decisioni in materia di manutenzione, gestione e sviluppo della rete;
- b) un'adeguata remunerazione delle attività e degli investimenti, tenuto conto degli obblighi normativi a carico degli operatori;
- c) le modalità di accertamento di disfunzioni ed inadempimenti e la determinazione delle conseguenti sanzioni, della possibilità di interventi sostitutivi e di eventuali indennizzi alle parti lese;
- d) le modalità di coinvolgimento delle regioni interessate in ordine agli aspetti di localizzazione, razionalizzazione e sviluppo delle reti.

9. In caso di mancata stipula, entro centoventi giorni dall'emanazione del decreto di determinazione della rete di trasmissione nazionale di cui al comma 7, delle convenzioni con le società che dispongono delle reti di trasmissione, le stesse sono definite e rese efficaci entro i successivi sessanta giorni con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas. Fino alla assunzione della titolarità da parte del gestore di cui al comma 4, i soggetti proprietari delle reti restano responsabili della corretta manutenzione e funzionamento delle reti e dei dispositivi di loro proprietà; i costi relativi possono essere riconosciuti dal gestore della rete di trasmissione nazionale nell'ambito della relativa convenzione. Eventuali inadempimenti o disservizi sono sanzionati dall'Autorità per l'energia elettrica ed il gas. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas controlla che i rapporti oggetto delle convenzioni si svolgano nel rispetto delle disposizioni in esse contenute, potendo irrogare le sanzioni previste dall'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 481, nel caso in cui le violazioni accertate pregiudichino l'accesso e l'uso a condizioni paritetiche della rete di trasmissione nazionale. Dei provvedimenti e delle iniziative adottate ai sensi del presente comma viene data preventiva comunicazione al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

10. Per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale è dovuto al gestore un corrispettivo determinato indipendentemente dalla localizzazione geografica degli impianti di produzione e dei clienti finali, e comunque sulla base di criteri non discriminatori.

La misura del corrispettivo è determinata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas entro novanta giorni dall'entrata in vigore del presente decreto, considerando anche gli oneri connessi ai compiti previsti al comma 12 ed è tale da incentivare il gestore allo svolgimento delle attività di propria competenza secondo criteri di efficienza economica. Con lo stesso provvedimento l'Autorità disciplina anche il periodo transitorio fino all'assunzione della titolarità da parte del gestore di cui al comma 4.

11. Entro centottanta giorni dall'entrata in vigore del presente decreto legislativo, con uno o più decreti del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, su proposta dell'Autorità

per l'energia elettrica e il gas, sono altresì individuati gli oneri generali afferenti al sistema elettrico, ivi inclusi gli oneri concernenti le attività di ricerca e le attività di cui all'articolo 13, comma 2, lettera e).

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas provvede al conseguente adeguamento del corrispettivo di cui al comma 10. La quota parte del corrispettivo a copertura dei suddetti oneri a carico dei clienti finali, in particolare per le attività ad alto consumo di energia, è definita in misura decrescente in rapporto ai consumi maggiori.

12. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con proprio provvedimento ai sensi del comma 3 dell'articolo 1, determina la cessione dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto di energia elettrica, comunque prodotta da altri operatori nazionali, da parte dell'ENEL S.p.A. al gestore della rete di trasmissione nazionale. Il gestore ritira altresì l'energia elettrica di cui al comma 3 dell'articolo 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, offerta dai produttori a prezzi determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in applicazione del criterio del costo evitato. Con apposite convenzioni, previa autorizzazione del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono altresì ceduti al gestore, da parte dell'imprese produttrici distributrici, l'energia elettrica ed i relativi diritti di cui al titolo IV, lettera B), del provvedimento CIP n. 6/1992; la durata di tali convenzioni è fissata in otto anni a partire dalla data di messa in esercizio degli impianti ed il prezzo corrisposto include anche il costo evitato.

13. Dalla data di entrata in funzione del sistema di dispacciamento di merito economico il gestore, restando garante del rispetto delle clausole contrattuali, cede l'energia acquisita ai sensi del comma 12 al mercato. Ai fini di assicurare la copertura dei costi sostenuti dal gestore, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas include negli oneri di sistema la differenza tra i costi di acquisto del gestore e la somma dei ricavi derivanti dalla vendita dell'energia sul mercato e dalla vendita dei diritti di cui al comma 3 dell'articolo 11.

14. L'autorizzazione alla realizzazione delle linee dirette è rilasciata dalle competenti amministrazioni, previo parere del gestore per le linee di tensione superiore a 120 kV. Il rifiuto dell'autorizzazione deve essere debitamente motivato.

15. Il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, per gli adempimenti relativi all'attuazione del presente decreto, può avvalersi, con opportune soluzioni organizzative, del supporto tecnico del gestore.»

Note all'art. 36:

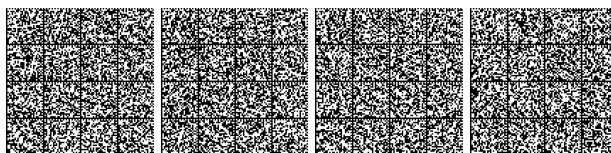
— Si riporta il testo dell'articolo 38 del citato decreto legislativo n. 93 del 2011, come modificato dal presente decreto:

«Art. 38 (*Gestori dei sistemi di distribuzione*) — 1. Fermo restando quanto previsto all'articolo 1, comma 1, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito, con modificazioni, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, il gestore del sistema di distribuzione, qualora faccia parte di un'impresa verticalmente integrata, è indipendente, sotto il profilo dell'organizzazione e del potere decisionale, da altre attività non connesse alla distribuzione. Al fine di conseguire tale indipendenza, l'Autorità adegua i propri provvedimenti ai seguenti criteri minimi:

a) i responsabili della direzione del gestore del sistema di distribuzione non devono far parte di strutture dell'impresa elettrica integrata responsabili, direttamente o indirettamente, della gestione delle attività di generazione, trasmissione o fornitura di energia elettrica;

b) devono essere adottate misure idonee ad assicurare che gli interessi professionali delle persone responsabili dell'amministrazione del gestore del sistema di distribuzione siano presi in considerazione in modo da consentire loro di agire in maniera indipendente;

c) il gestore del sistema di distribuzione deve disporre di effettivi poteri decisionali, indipendenti dall'impresa elettrica integrata, in relazione ai mezzi necessari alla gestione, alla manutenzione o allo sviluppo della rete. Ai fini dello svolgimento di tali compiti, il gestore del sistema di distribuzione dispone delle risorse necessarie, comprese le risorse umane, tecniche, materiali e finanziarie. Ciò non osta alla predisposizione di meccanismi di coordinamento che consentano alla società-madre di esercitare i propri diritti di vigilanza economica e amministrativa per quanto riguarda la redditività degli investimenti i cui costi costituiscono componenti tariffarie regolate e, in particolare, di approvare il piano finanziario annuale o qualsiasi strumento equivalen-



te, nonché di introdurre limiti globali ai livelli di indebitamento della società controllata. Non è viceversa consentito alla società-madre dare istruzioni sulle attività giornaliere né su singole decisioni concernenti il miglioramento o la costruzione delle linee di distribuzione dell'energia elettrica, purché esse non eccedano i termini del piano finanziario o dello strumento a questo equivalente;

d) il gestore del sistema di distribuzione predispone un programma di adempimenti, contenente le misure adottate per escludere comportamenti discriminatori, e garantisce che ne sia adeguatamente controllata l'osservanza. Il programma di adempimenti illustra gli obblighi specifici cui devono ottemperare i dipendenti per raggiungere questo obiettivo. Il medesimo gestore individua un responsabile della conformità, indipendente e con poteri di accesso a tutte le informazioni necessarie in possesso del medesimo gestore del sistema di distribuzione e delle imprese collegate, che è responsabile del controllo del programma di adempimenti e presenta annualmente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas una relazione sulle misure adottate.

2. Nel caso di gestore del sistema di distribuzione facente parte di un'impresa verticalmente integrata, lo stesso gestore non può trarre vantaggio dall'integrazione verticale per alterare la concorrenza e a tal fine:

a) le politiche di comunicazione e di marchio non devono creare confusione in relazione al ramo di azienda responsabile della fornitura di energia elettrica;

b) le informazioni concernenti le proprie attività, che potrebbero essere commercialmente vantaggiose, sono divulgate in modo non discriminatorio. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas vigila sul rispetto delle disposizioni di cui al presente comma.

2-bis. Le disposizioni di cui ai commi precedenti non si applicano ai gestori di sistemi di distribuzione di energia elettrica facenti parte di un'impresa verticalmente integrata, che servono meno di 25.000 punti di prelievo.

2-ter. L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico adegua i propri provvedimenti in materia di obblighi di separazione funzionale in relazione a quanto previsto dal comma 2-bis, prevedendo altresì che, per i gestori di sistemi di distribuzione cui si applicano le deroghe previste dal medesimo comma 2-bis, le modalità di riconoscimento dei costi per le attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica siano basate su logiche parametriche, che tengano conto anche della densità dell'utenza servita, nel rispetto dei principi generali di efficienza ed economicità e con l'obiettivo di garantire la semplificazione della regolazione e la riduzione dei connessi oneri amministrativi.

3.

4. Al fine di promuovere un assetto efficiente dei settori della distribuzione e misura dell'energia elettrica in condizioni di economicità e redditività ai sensi dell'articolo 1 della legge 14 novembre 1995, n. 481, contenendone gli oneri generali a vantaggio degli utenti finali, per le imprese di cui all'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, che risultino prive dell'attività di produzione e che aderiscano entro il termine di cui alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/ELT n. 72/10 al regime di perequazione generale e specifica aziendale introdotto a partire dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 5 del 2004, la medesima Autorità, entro tre mesi dall'entrata in vigore del presente decreto, definisce meccanismi di gradualità che valorizzino le efficienze conseguite dalle imprese medesime a decorrere dal primo esercizio di applicazione del regime di perequazione, nel rispetto dei principi stabiliti dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, e dalla direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009.

5. Ferma restando la disciplina relativa ai sistemi efficienti di utenza di cui all'articolo 2, comma 1, lettera t), del decreto legislativo n. 115 del 2008, i sistemi di distribuzione chiusi sono le reti interne d'utenza così come definite dall'articolo 33 della legge 23 luglio 2009, n. 99 nonché le altre reti elettriche private definite ai sensi dell'articolo 30, comma 27, della legge n. 99 del 2009, cui si applica l'articolo 33, comma 5, della legge 23 luglio 2009, n. 99.

5-bis. Le disposizioni di cui al comma 1 non si applicano ai gestori dei sistemi di distribuzione chiusi di cui al comma 5, facenti parte di un'impresa verticalmente integrata. Ai gestori dei sistemi di distribuzione chiusi si applicano esclusivamente le norme di separazione contabile.

5-ter. L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico adegua i propri provvedimenti in materia di obblighi di separazione in relazione a quanto previsto dal comma 5-bis.

5-quater. Entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, l'ARERA con uno o più provvedimenti disciplina:

a) le modalità con cui i Gestori delle reti di distribuzione dell'energia elettrica cooperano con il Gestore della rete di trasmissione, al fine di ampliare, secondo criteri di efficienza e sicurezza per il sistema, la partecipazione dei soggetti dotati di impianti di generazione, di consumo e di stoccaggio connessi alle reti di distribuzione da essi gestite, anche attraverso gli aggregatori, ai mercati dell'energia, dei servizi ancillari e dei servizi di bilanciamento;

b) la sperimentazione di un sistema di auto-dispacciamento a livello locale, attraverso un sistema di premi e penalità che stimoli produttori e clienti finali di energia elettrica a bilanciare le proprie posizioni compensando i consumi con le produzioni locali, nel rispetto dei vincoli di sicurezza della rete. La sperimentazione prende l'avvio non oltre sei mesi dopo l'entrata in vigore dei provvedimenti dell'Autorità di cui al presente comma.

5-quinquies. Entro ventiquattro mesi dall'avvio delle sperimentazioni di cui al comma 6, l'ARERA pubblica gli esiti delle stesse e, sulla base di un'analisi costi-benefici, adotta eventuali modifiche alla disciplina del dispacciamento, volte a promuovere la formazione di profili aggregati di immissione e prelievo maggiormente prevedibili per il gestore della rete di trasmissione dell'energia elettrica.

5-sexies. Entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, l'ARERA disciplina le modalità di approvvigionamento da parte dei Gestori dei sistemi di distribuzione, in coordinamento con il Gestore della rete di trasmissione, dei servizi necessari per il funzionamento efficiente, affidabile e sicuro delle reti di distribuzione, definendo in particolare:

a) le specifiche, i ruoli, le procedure di approvvigionamento e le modalità di remunerazione dei servizi, al minor costo per il sistema. Le procedure di approvvigionamento dei servizi ancillari non legati alla frequenza devono essere trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato, in modo da consentire la partecipazione effettiva sulla base delle capacità tecniche dei fornitori dei servizi, ivi inclusi quelli dotati di impianti di generazione da fonti rinnovabili, di consumo, di stoccaggio, nonché gli aggregatori, a meno che la medesima Autorità non abbia stabilito che l'approvvigionamento dei predetti servizi non sia economicamente efficiente o che sarebbe comunque fonte di distorsioni del mercato o di maggiore congestione;

b) le modalità di copertura dei costi di approvvigionamento dei servizi di cui alla lettera a);

c) individua le informazioni che i gestori del sistema di distribuzione sono tenuti a rendere disponibili ai partecipanti al mercato e agli utenti ai fini delle procedure di approvvigionamento di cui alla lettera a);

5-sexies.1. L'ARERA, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, adotta i criteri e le modalità sulla base dei quali il gestore della rete di distribuzione rende disponibili, in modo aggregato e anonimo, i dati riguardanti l'energia elettrica da fonti rinnovabili generata e immessa nella rete dagli autoconsumatori e dalle comunità di energia rinnovabile, assicurando l'interoperabilità sulla base di formati di dati armonizzati e serie di dati standardizzati affinché possano essere utilizzati in maniera non discriminatoria dai partecipanti al mercato dell'energia elettrica, dagli aggregatori, dai consumatori e dagli utenti finali e che possano essere letti da dispositivi elettronici di comunicazione.

5-septies. Fatti salvi gli obblighi legali di divulgare determinate informazioni, il gestore del sistema di distribuzione ha l'obbligo di mantenere la riservatezza sulle informazioni commercialmente sensibili acquisite nel corso della sua attività e deve impedire che le informazioni commercialmente vantaggiose apprese nello svolgimento della propria attività siano divulgate in modo discriminatorio.

Note all'art. 37:

— Si riporta il testo dell'articolo 15 del citato decreto legislativo n. 28 del 2011, come modificato dal presente decreto:

«Art. 15 (Sistemi di qualificazione degli installatori). — 1. La qualifica professionale per l'attività di installazione e di manutenzione straordinaria di caldaie, caminetti e stufe a biomassa, di sistemi solari



fotovoltaici e termici sugli edifici, di sistemi geotermici a bassa entalpia e di pompe di calore, è conseguita automaticamente con il possesso dei requisiti tecnico professionali di cui, alternativamente, alle lettere a), a-bis), b), o d) dell'articolo 4, comma 1, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37, recante "Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a), della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici", pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 61 del 12 marzo 2008.

1-bis. A decorrere dal 4 agosto 2013, il requisito tecnico-professionale del possesso di un titolo o attestato conseguito ai sensi della legislazione vigente in materia di formazione professionale, di cui all'articolo 4, comma 1, lettera c), del decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37, si intende rispettato quando il titolo o l'attestato di formazione professionale sono rilasciati nel rispetto delle modalità di cui al presente articolo e dei criteri di cui all'Allegato 4. Ai fini della presente disposizione, il previo periodo di formazione alle dirette dipendenze di una impresa del settore è individuato in due anni.

1-ter. Con decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, sono definiti sistemi di certificazione per gli installatori e i progettisti di qualsiasi tipo di sistema di riscaldamento e raffrescamento nell'edilizia, nell'industria e nell'agricoltura, e per gli installatori di sistemi solari fotovoltaici, compreso lo stoccaggio energetico, nonché per gli installatori dei punti di ricarica che rendano possibile la gestione della domanda, tenendo conto dei criteri indicati nell'allegato 4.

1-quater. La Federazione italiana per l'uso razionale dell'energia (FIRE) pubblica e aggiorna con cadenza annuale l'elenco dei soggetti certificati secondo i sistemi di cui al comma 1-ter, e predispone una relazione annuale sull'adeguatezza del numero di installatori formati e qualificati in relazione all'aumento della quota di energia rinnovabile necessaria per conseguire gli obiettivi stabiliti nel PNIEC. L'onere sostenuto dalla FIRE è a carico dei soggetti certificati secondo le modalità definite nel decreto di cui al comma 1-ter.

1-quinques. Al fine di garantire un numero adeguato di installatori e progettisti certificati, il programma nazionale di informazione e formazione di cui all'articolo 13, del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, include programmi di formazione, con particolare riguardo a piccole e medie imprese e liberi professionisti, per il conseguimento di certificazioni o qualifiche relative alle tecnologie di riscaldamento e raffrescamento rinnovabili, ai sistemi solari fotovoltaici, compreso lo stoccaggio energetico, ai punti di ricarica che rendano possibile la gestione della domanda e alle soluzioni innovative più recenti nel settore.

2. Entro il 31 dicembre 2016, le regioni e le province autonome, nel rispetto dell'allegato 4, attivano un programma di formazione per gli installatori di impianti a fonti rinnovabili o procedono al riconoscimento di fornitori di formazione, dandone comunicazione al Ministero dello sviluppo economico e al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. Le regioni e province autonome possono riconoscere ai soggetti partecipanti ai corsi di formazione crediti formativi per i periodi di prestazione lavorativa e di collaborazione tecnica continuativa svolti presso imprese del settore.

3.

4. Allo scopo di favorire la coerenza con i criteri di cui all'allegato 4 e l'omogeneità a livello nazionale, ovvero nel caso in cui le Regioni e le Province autonome non provvedano entro il 31 dicembre 2012, l'ENEA mette a disposizione programmi di formazione per il rilascio dell'attestato di formazione. Le Regioni e le Province autonome possono altresì stipulare accordi con l'ENEA e con la scuola di specializzazione in discipline ambientali, di cui all'articolo 7, comma 4, della legge 11 febbraio 1992, n. 157, e successive modificazioni, per il supporto nello svolgimento delle attività di cui al comma 3.

5. Gli eventuali nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica derivanti dalle attività di formazione di cui ai commi 3 e 4 sono posti a carico dei soggetti partecipanti alle medesime attività.

6. Il riconoscimento della qualificazione rilasciato da un altro Stato membro è effettuato sulla base di principi e dei criteri di cui al decreto legislativo 7 novembre 2007, n. 206, nel rispetto dell'allegato 4.

7. A decorrere dal 1° gennaio 2022, i titoli di qualificazione di cui al presente articolo sono inseriti nella visura camerale delle imprese dalle camere di commercio, industria, artigianato e agricoltura competenti per territorio, che li ricevono dai soggetti che li rilasciano. Le amministrazioni interessate provvedono all'attuazione del presente comma

nell'ambito delle risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente e, comunque, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.»

Note all'art. 38:

— Si riporta il testo dell'allegato 4 del citato decreto legislativo n. 28 del 2011, come modificato dal presente decreto:

«Allegato 4 (art. 15, comma 2) *Formazione e certificazione di installatori e progettisti di impianti che utilizzano energia da fonti rinnovabili*

I sistemi di certificazione o di qualificazione equivalenti e i programmi di formazione di cui all'articolo 15, finalizzati anche all'attuazione di quanto previsto all'articolo 11, sono basati sui criteri seguenti:

1. La procedura di certificazione o di qualificazione equivalente deve essere effettuata secondo una procedura trasparente e chiaramente definita.

1-bis. I certificati rilasciati dagli organismi di certificazione sono redatti in modo da risultare chiaramente definiti e facilmente identificabili.

1-ter. La procedura di certificazione è strutturata in modo da assicurare l'acquisizione, da parte degli installatori, delle conoscenze teoriche e pratiche necessarie, nonché da attestare il possesso delle competenze tecniche idonee alla realizzazione di impianti di elevata qualità.

1-quater. Gli installatori di sistemi che utilizzano biomassa, pompe di calore, sistemi geotermici a bassa entalpia, sistemi solari fotovoltaici e sistemi solari termici, incluso lo stoccaggio dell'energia, e i punti di ricarica devono essere certificati nell'ambito di un programma di formazione o da parte di un fornitore di formazione accreditati o di sistemi di qualificazione equivalenti.

1-quinques. Il programma di formazione o il riconoscimento del fornitore di formazione rispetta le seguenti caratteristiche:

a) l'accreditamento del programma di formazione o del fornitore di formazione è rilasciato dall'autorità nazionale competente o dall'organismo amministrativo appositamente designato;

b) l'organismo di accreditamento assicura che l'offerta formativa, inclusi i programmi di aggiornamento, miglioramento delle competenze e riqualificazione, sia caratterizzata da inclusività, continuità e copertura su scala regionale o nazionale;

c) il fornitore di formazione è dotato di apparecchiature tecniche adeguate, comprensive di materiale di laboratorio o di attrezzature equivalenti, idonee a garantire un'efficace erogazione della formazione pratica;

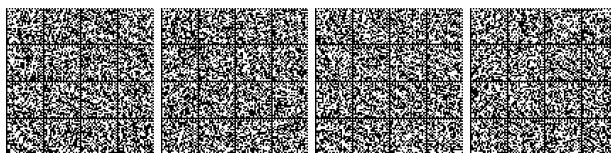
d) il fornitore di formazione, oltre a erogare la formazione di base, offre percorsi modulari di aggiornamento e miglioramento delle competenze, finalizzati a consentire agli installatori e ai progettisti di ampliare, diversificare e integrare le proprie competenze in relazione alle diverse tecnologie e alle loro combinazioni. Tali percorsi sono costantemente aggiornati per riflettere l'evoluzione delle tecnologie per l'energia rinnovabile nei settori dell'edilizia, dell'industria e dell'agricoltura. Il fornitore riconosce le competenze pertinenti già acquisite dai partecipanti, anche attraverso esperienze pregresse o percorsi formativi equivalenti;

e) i programmi e i moduli di formazione sono progettati per favorire l'apprendimento permanente nel settore degli impianti alimentati da fonti di energia rinnovabile e risultano compatibili con i percorsi di formazione professionale rivolti sia a persone in cerca di prima occupazione, sia a adulti interessati alla riqualificazione o all'inserimento in nuovi ambiti lavorativi;

f) i programmi di formazione sono strutturati in modo da favorire l'acquisizione di qualifiche trasversali, applicabili a una pluralità di tecnologie e soluzioni, evitando una specializzazione ristretta a marchi o tecnologie specifiche. Possono svolgere il ruolo di fornitori di formazione anche i produttori di apparecchiature o sistemi, nonché istituti o associazioni riconosciuti;

g) la qualificazione degli installatori ha una durata limitata nel tempo e il rinnovo è subordinato alla frequenza di un corso di aggiornamento, in forma di seminario o altro.

2. La formazione per il rilascio della qualificazione degli installatori comprende sia una parte teorica che 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.

3. La formazione si conclude con un esame in esito al quale viene rilasciato un attestato *e 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, *così come lo stoccaggio di energia, o dei punti di ricarica, che consentano la gestione della domanda*.

4.

5. 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 delle eventuali norme europee relative alle tecnologie e ai combustibili derivati dalla biomassa (ad esempio i pellet) e della legislazione nazionale e comunitaria relativa alla biomassa.

6. 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 *fonti di energia geotermica* 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 *e l'integrazione con soluzioni di stoccaggio dell'energia, anche in combinazione con impianti solari*. La formazione dovrebbe anche permettere di acquisire una buona conoscenza di eventuali norme europee relative alle pompe di calore e della legislazione nazionale e comunitaria pertinente. 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 (COP) e del fattore di prestazione stagionale (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 frigorigeno, e conoscenza delle possibilità di surriscaldamento e di subraffreddamento e di raffreddamento; e

iii) comprensione di base dei principi fisici, di funzionamento e dei componenti delle pompe di calore ad assorbimento e determinazione del coefficiente di prestazione (GUE) e del fattore di prestazione stagionale (SPF);

iv) capacità di scegliere e di misurare componenti in situazioni di installazione tipiche, ivi compresa la determinazione dei valori tipici del carico calorifico di vari 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 interrottibile; *determinare le soluzioni di stoccaggio dell'energia, anche attraverso il componente del serbatoio tampone e il suo volume e l'integrazione di un secondo sistema di riscaldamento;*

v) *comprensione degli studi di fattibilità e di progettazione;*

vi) *comprensione della trivellazione, nel caso delle pompe di calore geotermiche.*

7. 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 costi/reddittività e coprire gli aspetti ecologici, le componenti, le caratteristi-

che e il dimensionamento dei sistemi solari, la scelta di sistemi accurati 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 delle eventuali norme europee relative alle tecnologie e alle certificazioni, ad esempio «Solar Keymark», nonché della legislazione nazionale e comunitaria pertinente. 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'elettricità 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 e determinare lo schema e la configurazione dei sistemi *e le opzioni per l'integrazione di soluzioni di stoccaggio dell'energia, anche attraverso la combinazione con soluzioni di ricarica;*

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;

iv) per i sistemi solari fotovoltaici in particolare, la capacità di adattare la concezione elettrica, 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.»

Note all'art. 39:

— Si riporta il testo dell'articolo 10 del citato decreto legislativo n. 102 del 2014, come modificato dal presente decreto:

«Art. 10 (*Promozione dell'efficienza per il riscaldamento e il raffreddamento*). — 1. Entro il 30 ottobre 2020, e successivamente ogni cinque anni, previa specifica richiesta della Commissione europea, il GSE predispone e trasmette al Ministero dello sviluppo economico, alle Regioni e alle Province Autonome un rapporto contenente una valutazione del potenziale nazionale di applicazione della cogenerazione ad alto rendimento nonché del teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti, elaborata sulla base delle indicazioni di cui all'allegato VIII della direttiva 2012/27/UE come sostituito dal Regolamento 4 marzo 2019, n. 2019/826/UE. Tale rapporto è articolato territorialmente per Regioni e Province Autonome. Nel predisporre il rapporto, il GSE tiene conto dei piani energetico ambientali adottati dalle Regioni e dalle Province autonome, anche in attuazione del burden sharing e dell'analisi dei potenziali nazionali di cogenerazione ad alto rendimento a norma dell'articolo 5 del decreto legislativo 20 febbraio 2007, n. 20, e consulta le associazioni di categoria di riferimento, al fine di identificare gli attuali ostacoli che limitano la diffusione della cogenerazione ad alto rendimento, e di proporre le più efficaci azioni correttive.

1-bis. Al fine di redigere la valutazione di cui al comma 1, l'Acquirente Unico, relativamente ai dati contenuti nel Sistema informativo integrato di cui al decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito, con modificazioni, dalla legge 13 agosto 2010, n. 129, e SNAM, relativamente alle utenze di fornitura di gas, mettono i medesimi dati a disposizione del Gestore dei Servizi Energetici.

2. Ai fini della valutazione di cui al comma 1, il GSE effettua un'analisi costi-benefici relativa al territorio nazionale basata sulle condizioni climatiche, la fattibilità economica e l'idoneità tecnica conformemente all'allegato VIII della direttiva 2012/27/UE come sostituito dal Regolamento 4 marzo 2019, n. 2019/826/UE e all'allegato 4. L'analisi costi-benefici è finalizzata all'individuazione delle soluzioni più efficienti in termini di uso delle risorse e di costi, in modo da soddisfare le esigenze in materia di riscaldamento e raffreddamento.

2-bis. Il rapporto di cui al comma 1 comprende una valutazione del potenziale nazionale di energia da fonti rinnovabili e dell'uso del calore e freddo di scarto nel settore del riscaldamento e del raffrescamento e un'analisi delle aree idonee per un utilizzo a basso rischio ambientale



e del potenziale in termini di progetti residenziali di piccola taglia. La valutazione del potenziale prende in considerazione le tecnologie disponibili ed economicamente praticabili per usi industriali e domestici, nell'intento di fissare traguardi e misure per aumentare l'uso di energia rinnovabile nel riscaldamento e raffrescamento e, se del caso, l'uso di calore e freddo di scarto mediante teleriscaldamento e teleraffrescamento, al fine di definire una strategia nazionale a lungo termine per ridurre le emissioni di gas a effetto serra e l'inquinamento atmosferico derivante dal riscaldamento e dal raffrescamento. Tale valutazione è predisposta tenendo conto del principio dell'efficienza energetica al primo posto. Le risultanze del rapporto sono prese in considerazione nel PNIEC.

3. Il Ministero dello sviluppo economico, sentiti il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e la Conferenza unificata, approva il rapporto e lo notifica alla Commissione europea entro le scadenze da essa all'uopo fissate.

4. Ai fini della valutazione di cui al comma 1 e dell'analisi costi-benefici di cui al comma 2, il GSE istituisce una banca dati sulla cogenerazione e sulle infrastrutture di teleriscaldamento e teleraffreddamento, esistenti e in realizzazione, anche avvalendosi dei risultati del monitoraggio di cui all'articolo 1, comma 89, della legge 23 agosto 2004, n. 239. Il GSE assicura che i dati e le informazioni raccolti siano condivisibili dalle Regioni. Ai fini della costruzione e dell'aggiornamento della suddetta banca dati:

a) l'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli mette a disposizione del GSE, con cadenza almeno annuale, le informazioni relative agli impianti di cogenerazione desunte dalla propria banca dati Anagrafica Accise;

b) i titolari di infrastrutture di teleriscaldamento e teleraffreddamento trasmettono al GSE i dati relativi alla propria infrastruttura, ove non già trasmessi, e i relativi aggiornamenti in caso di variazioni;

c) le amministrazioni pubbliche che rilasciano autorizzazioni o concedono agevolazioni a sostegno della cogenerazione trasmettono annualmente al GSE le informazioni relative agli impianti autorizzati o agevolati e alle modalità di sostegno adottate;

d) i titolari o i responsabili degli impianti di cogenerazione, fatti salvi i casi in cui non sia economicamente sostenibile, dotano gli impianti stessi di apparecchi di misurazione del calore utile.

Sono esentate le unità di cogenerazione con capacità di generazione inferiore a 50 kWe, i cui soggetti titolari o responsabili dell'impianto, autocertificano il calore utile, ai sensi del testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di documentazione amministrativa, di cui al decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445;

e) TERNA S.p.A. trasmette annualmente al GSE le informazioni disponibili relative agli impianti di cogenerazione.

Il GSE definisce, d'intesa con gli enti interessati, le modalità tecniche delle comunicazioni di cui alle precedenti lettere, secondo criteri di semplificazione ed efficienza. Con apposita convenzione tra il GSE e l'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli, sono definite le modalità tecniche per la fornitura delle informazioni di cui alla lettera a) e le procedure operative per assicurare il reciproco allineamento delle informazioni presenti nella banca dati sulla cogenerazione predisposta dal GSE e nella banca dati dell'Anagrafica Accise dell'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli.

5. In base ai risultati della valutazione effettuata a norma del comma 1, e dell'analisi costi-benefici di cui al comma 2, con decreto del Ministero dello sviluppo economico, sentito il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e d'intesa con la Conferenza unificata, sono individuate le misure da adottare entro il 2020 e il 2030 al fine di sfruttare secondo analisi dei costi e criteri di efficienza, il potenziale di aumento della cogenerazione ad alto rendimento nonché del teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti, nonché sono definite soglie, espresse in termini di calore di scarto utile, domanda di calore o distanze tra gli impianti industriali e le reti di teleriscaldamento, per l'esenzione dei singoli impianti o reti dalle disposizioni di cui al comma 7, lettere c) e d). Le esenzioni sono aggiornate con cadenza triennale dal Ministero dello sviluppo economico che notifica alla Commissione le modifiche adottate. Qualora la valutazione di cui al comma 1 non

individuì un potenziale economicamente sfruttabile, i cui vantaggi superino i costi, con decreto del Ministero dello sviluppo economico, sentito il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e la Conferenza unificata, sono individuati gli interventi o le aree territoriali esentati dagli obblighi di cui al comma 6.

6. Il decreto di cui al comma 5 individua le modalità attraverso cui le Regioni e le Province autonome concorrono alla definizione delle misure ivi previste ed alla individuazione delle relative priorità di intervento, in considerazione del conseguente impatto sugli obiettivi dei piani energetico ambientali da esse adottati.

Nella predisposizione degli strumenti di pianificazione urbana e territoriale di propria competenza, i comuni tengono conto di tali misure, e dispongono in merito valutando altresì gli effetti sulla qualità dell'aria sulla base di quanto prescritto nel piano di cui all'articolo 9 del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 155.

7. Fatto salvo quanto previsto al comma 5 e al comma 8, a decorrere dal 5 giugno 2014 è fatto obbligo agli operatori proponenti dei seguenti progetti di effettuare un'analisi costi-benefici, conformemente all'allegato 4, parte 2, per le finalità di seguito indicate:

a) nuovi impianti di generazione elettrica con potenza termica totale in ingresso superiore a 20 MW, al fine di valutare l'eventuale predisposizione del funzionamento dell'impianto come impianto di cogenerazione ad alto rendimento;

b) ammodernamento sostanziale di impianti di generazione elettrica con potenza termica totale in ingresso superiore a 20 MW, al fine di valutare l'eventuale conversione della produzione in cogenerazione ad alto rendimento;

c) nuovi impianti industriali o ammodernamento sostanziale di impianti esistenti, con potenza termica totale in ingresso superiore a 20 MW, che generano calore di scarto a un livello di temperatura utile, al fine di valutare le possibilità di uso del calore di scarto per soddisfare una domanda economicamente giustificabile, anche attraverso la cogenerazione, e della connessione di tale impianto a una rete di teleriscaldamento e teleraffreddamento;

d) nuove reti di teleriscaldamento e di teleraffreddamento o ammodernamento sostanziale di reti esistenti;

e) installazione di un nuovo impianto di produzione di energia termica, con potenza termica totale in ingresso superiore a 20 MW, al fine di valutare il possibile uso del calore di scarto degli impianti industriali situati nelle vicinanze.

L'installazione di attrezzature per la cattura di biossido di carbonio prodotto da un impianto di combustione a scopo di stoccaggio geologico non è considerata un ammodernamento ai fini delle lettere b), c) e d) del presente comma. Nell'ambito dell'analisi costi-benefici di cui alle lettere c) e d) del presente comma, l'operatore si avvale del supporto delle società responsabili per il funzionamento delle reti di teleriscaldamento e teleraffreddamento, ove esistenti.

8. Sono esentate dall'analisi di cui al comma 7 le seguenti tipologie di impianto:

a) gli impianti di produzione dell'energia elettrica per i carichi di punta e l'energia elettrica di riserva, progettati per essere in funzione per meno di 1500 ore operative annue calcolate come media mobile per un periodo di cinque anni;

b) gli impianti che devono essere ubicati in prossimità di un sito di stoccaggio geologico approvato ai sensi della direttiva 2009/31/CE.

9. Ai fini del rilascio dei provvedimenti autorizzativi per gli interventi di cui al comma 7, lettere dalla a) alla e), fatte salve le esenzioni apportate con il decreto di cui al comma 5, lo Stato ovvero le Regioni e gli Enti Locali, secondo la ripartizione delle attribuzioni risultante dalle norme vigenti, tengono conto:

a) per le domande presentate dal 5 giugno 2014, dei risultati dell'analisi di cui al comma 7 garantendo che siano soddisfatti i requisiti di cui al medesimo comma;

b) per le domande presentate decorrenza dal 31 dicembre 2015, anche dei risultati della valutazione di cui al comma 1.

10. Qualora sussistano motivi di diritto, proprietà o bilancio, le autorità di cui al comma 9 possono esentare singoli impianti dall'obbligo di applicare le opzioni considerate, anche quando i benefici siano superiori ai costi. Il Ministero dello sviluppo economico, sulla base delle indicazioni delle medesime autorità competenti richiamate al comma 9, trasmette alla Commissione una notifica motivata di tale decisione entro tre mesi dalla data di adozione.



11. I commi 7, 8, 9 e 10 del presente articolo si applicano agli impianti contemplati dal decreto legislativo 4 marzo 2014 n. 46 fatte salve le eventuali esenzioni di detto decreto.

12. L'elettricità da cogenerazione ad alto rendimento, determinata conformemente alle disposizioni di cui al decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, e dal decreto 4 agosto 2011 del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 218 del 19 settembre 2011, ha diritto al rilascio, su richiesta dell'operatore, della garanzia di origine di elettricità da cogenerazione ad alto rendimento, in seguito denominata garanzia di origine, contenente le informazioni di cui all'allegato 5.

13. La garanzia di origine è rilasciata dal GSE secondo criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori. La garanzia di origine:

a) corrisponde a una quantità standard di 1 MWh ed è relativa alla produzione netta di energia misurata alle estremità dell'impianto e trasferita alla rete e può essere rilasciata solo qualora l'elettricità annua da cogenerazione ad alto rendimento sia non inferiore a 50 MWh, arrotondata con criterio commerciale;

b) è utilizzabile dai produttori ai quali è rilasciata affinché essi possano dimostrare che l'elettricità da essi venduta è prodotta da cogenerazione ad alto rendimento;

c) è rilasciata subordinatamente alla verifica di attendibilità dei dati forniti dal richiedente e della loro conformità alle disposizioni del presente decreto. A tale scopo, fatte salve le competenze dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, il GSE dispone controlli sugli impianti in esercizio, sulla base di un programma annuo;

d) se rilasciata in altri Stati membri dell'Unione europea è riconosciuta anche in Italia, purché la medesima garanzia di origine includa tutti gli elementi di cui all'allegato 5 e sempreché provenga da Paesi che adottino strumenti di promozione ed incentivazione della cogenerazione ad alto rendimento analoghi a quelli vigenti in Italia e riconoscano la stessa possibilità ad impianti ubicati sul territorio italiano, sulla base di accordi stipulati tra il Ministero dello sviluppo economico e il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e le competenti autorità del Paese estero da cui l'elettricità da cogenerazione ad alto rendimento viene importata.

14. Qualsiasi rifiuto di riconoscere la garanzia di origine, in particolare per ragioni connesse con la prevenzione delle frodi, deve essere fondato su criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori. Il GSE comunica tale rifiuto e la sua motivazione al Ministero dello sviluppo economico che lo notifica alla Commissione.

15. Qualunque forma di sostegno pubblico a favore della cogenerazione è subordinata alla condizione che l'energia elettrica prodotta provenga da cogenerazione ad alto rendimento e che il calore di scarto sia effettivamente utilizzato per soddisfare una domanda economicamente giustificabile, ferme restando le disposizioni transitorie previste dal decreto legislativo 20 febbraio 2007 n. 20 e dal decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28.

16. Ai fini della individuazione delle tecnologie di cogenerazione, del calcolo della produzione da cogenerazione e del metodo di determinazione del rendimento del processo di cogenerazione si applicano gli allegati al decreto legislativo 20 febbraio 2007, n. 20, come integrato e modificato dal decreto 4 agosto 2011 del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

17. L'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico, con uno o più provvedimenti da adottare sulla base di indirizzi formulati dal Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, al fine di promuovere lo sviluppo del teleriscaldamento e teleraffrescamento e della concorrenza:

a) definisce gli standard di continuità, qualità e sicurezza del servizio di teleriscaldamento e teleraffreddamento, ivi inclusi gli impianti per la fornitura del calore e i relativi sistemi di contabilizzazione di cui all'articolo 9, comma 1;

b) stabilisce i criteri per la determinazione delle tariffe di allacciamento delle utenze alla rete del teleriscaldamento e le modalità per l'esercizio del diritto di scollegamento;

c) fatto salvo quanto previsto alla lettera e), individua modalità con cui sono resi pubblici da parte dei gestori delle reti i prezzi per la fornitura del calore, l'allacciamento e la disconnessione, le attrezzature accessorie, ai fini delle analisi costi-benefici sulla diffusione del teleriscaldamento effettuate ai sensi del presente articolo;

d) individua condizioni di riferimento per la connessione alle reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, al fine di favorire l'integrazione di nuove unità di generazione del calore e il recupero del calore utile disponibile in ambito locale, in coordinamento alle misure definite in attuazione del comma 5 per lo sfruttamento del potenziale economicamente sfruttabile;

e) stabilisce le tariffe di cessione del calore, in modo da armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.

18. Le disposizioni di cui al comma 17 si applicano secondo criteri di gradualità anche alle reti in esercizio alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, ferma restando la salvaguardia degli investimenti effettuati e della concorrenza nel settore.

L'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico esercita i poteri di controllo, ispezione e sanzione previsti dalla legge 14 novembre 1995, n. 481.»

Note all'art. 40:

— Si riporta il testo dell'articolo 1 del citato decreto legislativo n. 66 del 2005, come modificato dal presente decreto:

«Art. 1 (*Campo di applicazione*). — 1. Il presente decreto, ai fini della tutela della salute e dell'ambiente, stabilisce le specifiche tecniche dei combustibili destinati all'utilizzo nei motori ad accensione comandata e nei motori ad accensione per compressione per i veicoli stradali, le macchine mobili non stradali, i trattori agricoli e forestali e, quando non sono in mare, le imbarcazioni da diporto e le altre navi della navigazione interna.

1-bis. Il presente decreto stabilisce, in aggiunta a quanto previsto al comma 1, i metodi di calcolo e gli obblighi di comunicazione ai sensi della direttiva 98/70/CE relativa alla qualità dei combustibili, a uso dei fornitori, oltre che per i combustibili di cui al comma 1, anche per l'elettricità usata nei veicoli stradali.

2. I combustibili utilizzati dalle imbarcazioni da diporto e dalle altre navi della navigazione interna, quando le stesse sono in mare, sono soggetti alle disposizioni del titolo III alla parte quinta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, relative ai combustibili marittimi delle navi.»

Note all'art. 41:

— Si riporta il testo dell'articolo 2 del citato decreto legislativo n. 66 del 2005, come modificato dal presente decreto:

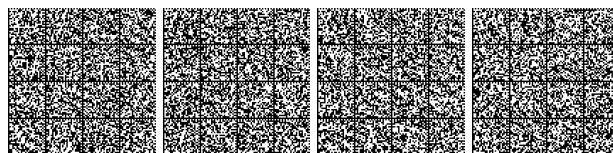
«Art. 2 (*Definizioni*). — 1. Ai fini del presente decreto si intende per:

a) benzina: gli oli minerali volatili destinati al funzionamento dei motori a combustione interna e ad accensione comandata, utilizzati per la propulsione di veicoli e compresi nei codici NC 2710 11 41, 2710 11 45, 2710 11 49, 2710 11 51 e 2710 11 59;

b) combustibile diesel: i gasoli specificati nel codice NC 2710 19 41 e utilizzati per i veicoli a propulsione autonoma di cui alle direttive 70/220/CEE e 88/77/CEE; ricadono in tale definizione anche i liquidi derivati dal petrolio compresi nei codici NC 2710 19 41 e 2710 19 45, destinati all'uso nei motori ad accensione per compressione di macchine mobili non stradali di cui alla direttiva 97/68/CE, trattori agricoli e forestali di cui alla direttiva 2000/25/CE, imbarcazioni da diporto di cui alla direttiva 94/25/CE e altre navi della navigazione interna;

c) commercializzazione: messa a disposizione, sul mercato nazionale, presso i depositi fiscali, i depositi commerciali o gli impianti di distribuzione, dei combustibili di cui alle lettere a) o b), indipendentemente dall'assolvimento dell'accisa;

d) deposito fiscale: impianto in cui vengono fabbricati, trasformati, detenuti, ricevuti o spediti i combustibili di cui alle lettere a) o b), sottoposti ad accisa, in regime di sospensione dei diritti di accisa, alle condizioni stabilite dall'amministrazione finanziaria; ricadono in tale definizione anche gli impianti di produzione dei combustibili;



e) combustibile sottoposto ad accisa: combustibile al quale si applica il regime fiscale delle accise;

f) deposito commerciale: deposito in cui vengono ricevuti, immagazzinati e spediti i combustibili di cui alle lettere a) o b), ad accisa assolta;

g) impianto di distribuzione: complesso commerciale unitario, accessibile al pubblico, costituito da una o più pompe di distribuzione, con le relative attrezzature e accessori, ubicato lungo la rete stradale ordinaria o lungo le autostrade; in caso di distribuzione di combustibile diesel tale definizione include anche gli impianti che riforniscono le imbarcazioni da diporto e le altre navi della navigazione interna;

h) pompa di distribuzione: apparecchio di erogazione automatica dei combustibili di cui alle lettere a) o b), inserito in un impianto di distribuzione, che presenta un sistema di quantificazione, inteso come valorizzazione, dell'erogato;

i) combustibili in distribuzione: combustibili per i quali l'accisa è stata assolta messi a disposizione sul mercato nazionale per i consumatori finali.

i-bis) nave della navigazione interna: nave destinata alla navigazione su fiumi, canali, laghi e lagune;

i-ter) emissioni di gas a effetto serra prodotte durante il ciclo di vita: le emissioni nette di CO₂, CH₄ e N₂O che possono essere attribuite al combustibile, compresi tutti i suoi componenti miscelati, o all'energia fornita. Sono incluse tutte le pertinenti fasi: estrazione o coltura, comprese le modifiche della destinazione dei suoli, trasporto e distribuzione, trasformazione e combustione, a prescindere dal luogo in cui le emissioni sono rilasciate;

i-quater) emissioni di gas a effetto serra per unità di energia: la massa totale di emissioni di gas a effetto serra equivalente CO₂ associate al combustibile o all'energia fornita, divisa per il tenore totale di energia del combustibile o dell'energia fornita (per il combustibile, espresso al suo potere calorifico inferiore);

i-quinques) combustibile: un combustibile destinato all'utilizzo nei motori ad accensione comandata e nei motori ad accensione per compressione di veicoli stradali, macchine mobili non stradali, trattori agricoli e forestali ((e, quando non sono in mare,)), imbarcazioni da diporto ed altre navi della navigazione interna;

i-sexies) fornitore: il fornitore quale definito all'articolo 2, comma 1, lettera pp) del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;

i-septies) operatore economico: ogni persona fisica o giuridica stabilita nella Comunità o in uno Paese terzo che offre o mette a disposizione di terzi contro pagamento o gratuitamente biocarburanti destinati al mercato comunitario ovvero che offre o mette a disposizione di terzi contro pagamento o gratuitamente materie prime, prodotti intermedi, miscele o rifiuti per la produzione di biocarburanti destinati al mercato comunitario;

i-octies) biocarburanti: i biocarburanti quali definiti all'articolo 2, comma 1, lettera v) del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;

i-nonies) biomassa: la frazione biodegradabile dei prodotti, dei rifiuti e dei 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 industriali e urbani;

i-decies) 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 calcolata secondo la metodologia definita nell'allegato V-bis, parte C;

i-undecies) valore tipico: una stima della riduzione rappresentativa delle emissioni di gas a effetto serra per una particolare filiera di produzione del biocarburante;

i-duodecies) valore standard: un valore stabilito a partire da un valore tipico quando fattori predeterminati e che, in circostanze definite dalla presente direttiva, può essere utilizzato al posto di un valore reale;

i-terdecies) risparmio di emissioni di gas ad effetto serra grazie all'uso di biocarburanti: emissioni di gas risparmiate rispetto a quelle del combustibile fossile che il biocarburante sostituisce, calcolate come indicato nell'allegato V-bis, parte C, punto 4.

i-terdecies.1) "carburanti per autotrazione rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica": i carburanti liquidi o gassosi, diversi dai biocarburanti, il cui contenuto energetico proviene da fonti energetiche rinnovabili diverse dalla biomassa e che sono utilizzati nei trasporti;

i-terdecies.2) "colture amidacee": colture comprendenti principalmente cereali (indipendentemente dal fatto che siano utilizzati solo i semi 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 xantoxoma);

i-terdecies.3) "biocarburanti a basso rischio di cambiamento indiretto di destinazione dei terreni": biocarburanti le cui materie prime sono state prodotte nell'ambito di sistemi che riducono la delocalizzazione della produzione a scopi diversi dalla fabbricazione di biocarburanti e che sono stati prodotti conformemente ai criteri di sostenibilità per biocarburanti di cui all'articolo 7-ter;

i-terdecies.4) "residuo della lavorazione": sostanza diversa dal prodotto o dai prodotti finali cui mira direttamente il processo di produzione; non costituisce l'obiettivo primario del processo di produzione, il quale non è stato deliberatamente modificato per ottenerlo;

i-terdecies.5) "residui dell'agricoltura, dell'acquacoltura, della pesca e della silvicoltura": residui generati direttamente dall'agricoltura, dall'acquacoltura, dalla pesca e dalla silvicoltura; non comprendono i residui delle industrie connesse o della lavorazione;

i-terdecies.6) "impianto operativo": impianto in cui ha luogo la produzione fisica dei biocarburanti)).

1-bis. Ai fini del metodo di calcolo e della comunicazione si applicano inoltre le seguenti definizioni:

a) "emissioni a monte o di upstream": le emissioni di gas a effetto serra che si verificano prima che le materie prime entrino in una raffineria o in un impianto di trasformazione dove viene prodotto il combustibile di cui all'allegato V-bis.1;

b) "bitumi naturali": materia prima da raffinare di qualsiasi origine che soddisfi tutti i seguenti requisiti:

1) gravità API (American Petroleum Institute) di 10 gradi o inferiore quando situata in un giacimento presso il luogo di estrazione definita conformemente al metodo di prova dell'American Society for Testing and Materials (ASTM) D287;

2) viscosità media annua alla temperatura del giacimento maggiore di quella calcolata dall'equazione: Viscosità (centipoise) = 518,98e - 0,038T, dove T è la temperatura in gradi Celsius;

3) rientri nella definizione di sabbie bituminose con il codice della nomenclatura combinata (NC) 2714 come indicato nel regolamento (CEE) n. 2658/87 del Consiglio;

4) la mobilitazione della fonte di materia prima è realizzata mediante estrazione mineraria o drenaggio a gravità con potenziamento termico dove l'energia termica deriva principalmente da fonti diverse dalla fonte di materia prima stessa;

c) "scisti bituminosi": qualsiasi fonte di materia prima per raffineria situata in una formazione rocciosa contenente kerogen solido e rientrante nella definizione di scisti bituminosi con il codice NC 2714 indicato nel regolamento (CEE) n. 2658/87. La mobilitazione della fonte di materia prima è realizzata mediante estrazione mineraria o drenaggio a gravità con potenziamento termico;

d) "valore di riferimento per i carburanti": un valore di riferimento per i carburanti basato sul ciclo di vita delle emissioni di gas a effetto serra per unità di energia dei combustibili nel 2010;

e) "petrolio greggio convenzionale": qualsiasi fonte di materia prima per raffineria provvista di gravità API superiore a 10 gradi quando situata in una formazione reservoir presso il suo luogo di origine, misurata secondo il metodo di prova ASTM D287 e non rientrante nella definizione corrispondente al codice NC 2714 indicato nel regolamento (CEE) n. 2658/87;

f) "micro, piccole e medie imprese (PMI)": quelle definite dall'allegato I del regolamento (UE) n. 651/2014.»

Note all'art. 42:

— Si riporta il testo dell'articolo 3 del citato decreto legislativo n. 66 del 2005, come modificato dal presente decreto:

«Art. 3 (Benzina). — 1. È vietata la commercializzazione di benzina non conforme alle specifiche di cui all'Allegato I.

2. Fino al 31 dicembre 2015, fatte salve proroghe stabilite con decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico ed il Mi-



nistro delle infrastrutture e dei trasporti, le imprese di produzione o importazione di combustibili che, direttamente o indirettamente, riforniscono di combustibili gli impianti di distribuzione assicurano la commercializzazione di benzina con un tenore massimo di ossigeno del 2,7 per cento ed un tenore massimo di etanolo del 5 per cento e conforme alle altre specifiche di cui all'Allegato I, senza l'etichetta prevista dal comma 3, presso almeno il 30 per cento degli impianti di distribuzione di cui sono titolari e degli impianti di titolarità di terzi che espongono il proprio marchio e con i quali hanno un rapporto di fornitura in via esclusiva, presenti in ciascuna provincia. A fini di controllo, tali imprese forniscono agli organi di cui all'articolo 8, comma 5, entro cinque giorni dalla relativa richiesta, l'elenco degli indirizzi di tutti i predetti impianti di distribuzione, evidenziando quelli che commercializzano la benzina prevista dal presente comma, presenti nelle province a cui la richiesta si riferisce. Le eventuali proroghe previste dal presente articolo, da adottare almeno sei mesi prima del termine da prorogare, sono concesse sulla base di un'istruttoria che considera la compatibilità dei veicoli del parco circolante con la benzina di cui al comma 3 ed il processo di perseguimento degli obiettivi previsti dalla direttiva 2009/28/CE. Tale istruttoria è condotta dai Ministeri dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, dello sviluppo economico e delle infrastrutture e dei trasporti sulla base delle stime sulla consistenza del parco circolante dei veicoli incompatibili con la benzina di cui al comma 3, risultanti dalle informazioni fornite dai costruttori ai sensi del comma 4.

3. Nei depositi commerciali e negli impianti di distribuzione, diversi da quelli previsti dal comma 2, in cui si commercializza benzina con un tenore di etanolo fino al 10 per cento e conforme alle specifiche di cui all'Allegato I, deve essere affissa, sulle pompe di distribuzione che la erogano e presso i punti che riportano le informazioni circa il tipo di combustibile commercializzato, un'etichetta avente dimensioni e caratteri chiaramente visibili e di facile lettura, contenente le parole: «E 10. Etanolo fino al 10 per cento. Solo per veicoli compatibili».

4. Nei depositi commerciali e negli impianti di distribuzione in cui si commercializza la benzina prevista dal comma 3 deve essere accessibile agli utenti un elenco, avente dimensioni e caratteri chiaramente visibili e di facile lettura, in cui sono indicati i veicoli omologati prima del 1° gennaio 2011 compatibili con l'utilizzo di tale benzina ed i veicoli omologati dal 1° gennaio 2011 incompatibili con l'utilizzo di tale benzina. Tale elenco deve essere conforme all'elenco pubblicato sul sito internet del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e deve essere aggiornato entro trenta giorni da ciascun aggiornamento di quello ministeriale. Nel caso in cui sul sito del Ministero sia pubblicata l'indicazione che nessun veicolo ricade nell'elenco, tale indicazione deve essere accessibile agli utenti con dimensioni e caratteri chiaramente visibili e di facile lettura. Le società di produzione di veicoli stradali trasmettono al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, in via informatica, la lista di tali veicoli che hanno messo in commercio o che intendono mettere in commercio sul territorio nazionale. Per i nuovi modelli la trasmissione deve avvenire prima dell'avvio della messa in commercio.

Sul sito internet del Ministero sono indicati le modalità di invio in via informatica, nonché gli specifici dati identificativi dei veicoli da trasmettere. Le società di produzione di veicoli stradali trasmettono altresì al Ministero le informazioni utili a stimare la consistenza del parco circolante nel 2014 dei veicoli incompatibili con la benzina di cui al comma 3. A tale fine trasmettono, entro il 31 marzo 2015, le informazioni individuate in un apposito decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, da adottare di concerto con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti e previa consultazione delle società stesse, nel quale si disciplinano anche il formato e le modalità di trasmissione. Se entro il 1° gennaio 2015, non si è provveduto alla adozione del predetto decreto, le società di produzione di veicoli stradali trasmettono, entro il 1° febbraio 2015, una stima di tale consistenza. La trasmissione dei dati previsti dal presente articolo, da parte delle società di produzione di veicoli stradali, è facoltativa in caso di veicoli che sono messi in commercio solo in altri Stati.

5. Nei depositi commerciali e negli impianti di distribuzione in cui si commercializza benzina contenente additivi metallici, deve essere affissa, sulle pompe di distribuzione che la erogano e presso i punti che riportano le informazioni circa il tipo di combustibile commercializzato, un'etichetta avente dimensioni e caratteri chiaramente visibili e di facile lettura, con le parole «Contiene additivi metallici. Solo per i veicoli compatibili».

6. Nei depositi commerciali e negli impianti di distribuzione in cui si commercializza la benzina prevista dal comma 5 deve essere accessibile agli utenti un elenco, avente dimensioni e caratteri chiaramente visibili e di facile lettura, in cui sono indicati i veicoli compatibili con l'utilizzo di tale benzina. Per la procedura di formazione e di aggiornamento dell'elenco si applicano le disposizioni previste dal comma 4.

7. Sono tenuti agli obblighi di informazione agli utenti e di etichettatura previsti dal presente articolo i soggetti a cui compete, secondo il vigente ordinamento di settore, la scelta e la sistemazione di segnalazioni, etichette ed altri strumenti di informazione presso i depositi commerciali e gli impianti di distribuzione.

8. È consentita la commercializzazione di benzina con un contenuto di piombo non superiore a 0,15 g/l e conforme alle altre specifiche di cui all'Allegato I per un quantitativo massimo annuale pari allo 0,03 per cento delle vendite totali di benzina dell'anno precedente, destinato ad essere utilizzato dalle auto storiche e ad essere distribuito dalle associazioni riconosciute di possessori di auto storiche. I gestori dei depositi fiscali che producono o importano combustibili, i quali intendano commercializzare tale benzina, comunicano al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, entro il 31 marzo dell'anno in cui si effettua la commercializzazione, il quantitativo da produrre o da importare. In tale comunicazione i gestori dimostrano di osservare la prescritta quota percentuale, calcolata rispetto alla quantità dagli stessi commercializzata nell'anno precedente e rispetto alla quantità commercializzata nell'anno precedente da altri gestori che, con apposito atto da allegare, abbiano devoluto la quota percentuale loro spettante.»

Note all'art. 43:

— Si riporta il testo dell'articolo 4 del citato decreto legislativo n. 66 del 2005, come modificato dal presente decreto:

«Art. 4 (*Combustibile diesel*). — 1. È vietata la commercializzazione di combustibile diesel non conforme alle specifiche di cui all'Allegato II. È fatto salvo quanto previsto dall'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo 30 maggio 2005, n. 128.

2. *Le imprese di produzione o importazione di combustibili che, direttamente o indirettamente, riforniscono di combustibili gli impianti di distribuzione assicurano la commercializzazione di combustibile diesel avente un tenore di estere metilico di acidi grassi (FAME) non superiore al 7 per cento e conforme alle altre specifiche di cui all'Allegato II, presso almeno il 30 per cento degli impianti di distribuzione di cui sono titolari e degli impianti di titolarità di terzi che espongono il proprio marchio e con i quali hanno un rapporto di fornitura in via esclusiva, presenti in ciascuna provincia. A fini di controllo, tali imprese forniscono agli organi di cui all'articolo 8, comma 5, entro cinque giorni dalla relativa richiesta, l'elenco degli indirizzi di tali impianti di distribuzione presenti nelle province a cui la richiesta si riferisce.*

3. *Nei depositi commerciali e negli impianti di distribuzione in cui si commercializza il combustibile diesel avente un tenore di estere metilico di acidi grassi (FAME) superiore al 7 per cento deve essere accessibile agli utenti un elenco, avente dimensioni e caratteri chiaramente visibili e di facile lettura, in cui sono indicati i veicoli incompatibili con l'utilizzo di tale combustibile. L'elenco deve essere conforme a quello pubblicato sul sito internet del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e deve essere aggiornato entro trenta giorni da ciascun aggiornamento di quello ministeriale. Le società di produzione di veicoli stradali trasmettono al Ministero, in via informatica, entro tre mesi dall'entrata in vigore della presente disposizione, la lista di tali veicoli che hanno messo in commercio sul territorio nazionale. Per i nuovi modelli la trasmissione deve avvenire prima dell'avvio della messa in commercio. Sul sito internet del Ministero sono indicati le modalità di invio in via informatica, nonché gli specifici dati identificativi dei veicoli da trasmettere. La trasmissione dei dati è facoltativa in caso di veicoli che sono messi in commercio solo in altri Stati.*

4. Nei depositi commerciali e negli impianti di distribuzione in cui si commercializza combustibile diesel contenente additivi metallici si applica quanto previsto dall'articolo 3, commi 5, 6 e 7.

5. È vietato, sulle imbarcazioni da diporto e sulle altre navi della navigazione interna, l'utilizzo di combustibili liquidi diversi dal combustibile diesel, aventi un tenore di zolfo superiore a 1.000 mg/kg e, dal 1° gennaio 2011, superiore a 10 mg/kg.»



Note all'art. 44:

— Si riporta il testo dell'articolo 7 del citato decreto legislativo n. 66 del 2005, come modificato dal presente decreto:

«Art. 7 (*Obblighi di comunicazione e di trasmissione di dati*).

— 1. L'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, di seguito denominato: «ISPRA», pubblica annualmente sul proprio sito internet i dati relativi alla qualità di benzina e combustibile diesel commercializzati nell'anno precedente, sulla base di quanto previsto dalle norme di cui all'articolo 10, comma 2.

2. Entro il 31 agosto di ogni anno, il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare trasmette alla Commissione europea, nel formato previsto dalle pertinenti norme tecniche europee, i dati relativi alla qualità ed alla quantità di benzina e di combustibile diesel in distribuzione nell'anno civile precedente, sulla base di una relazione elaborata dall'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (di seguito ISPRA). Tale relazione, da trasmettere al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare entro il 30 giugno di ogni anno, è elaborata sulla base dei seguenti dati:

a) i dati relativi agli accertamenti svolti sulle caratteristiche della benzina e del combustibile diesel in distribuzione nell'anno precedente, comunicati dagli Uffici dell'Agenzia delle dogane e dei monopoli ai sensi del decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio 3 febbraio 2005, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 70 del 23 marzo 2005;

b) i dati relativi alle caratteristiche della benzina e del combustibile diesel in distribuzione nell'anno precedente comunicati entro il 30 maggio di ciascun anno, tramite le associazioni di categoria, dai gestori dei depositi fiscali che importano benzina e combustibile diesel da Paesi terzi o li ricevono da Paesi dell'Unione europea e dai gestori degli impianti di produzione di tali combustibili; i dati sono ottenuti, anche attraverso il supporto dell'ente di unificazione tecnica di settore, sulla base di un monitoraggio effettuato tenendo conto della normativa adottata dal Comitato europeo di normazione (di seguito CEN) e sono comunicati utilizzando i formati e le procedure indicati sul sito internet del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare;

c) i dati sui volumi di benzina e di combustibile diesel in distribuzione nell'anno precedente, con le prescritte suddivisioni, comunicati dal Ministero dello sviluppo economico ai sensi del decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio 3 febbraio 2005; i dati sono contestualmente comunicati anche al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, utilizzando i formati e le procedure indicati sul sito internet di tale Ministero.

2-bis (*abrogato*)

2-ter (*abrogato*).

Note all'art. 46:

— Si riporta il testo dell'articolo 9 del citato decreto legislativo n. 66 del 2005, come modificato dal presente decreto:

«Art. 9 (*Sanzioni*). — 1. Salvo che il fatto costituisca reato, ai gestori dei depositi fiscali che commercializzano benzine o combustibili diesel in violazione dei divieti di cui all'articolo 3, comma 1, o di cui all'articolo 4, comma 1, si applica una sanzione amministrativa da 15.000 a 154.000 euro. Salvo che il fatto costituisca reato, la medesima sanzione amministrativa si applica ai gestori dei depositi fiscali che commercializzano benzine o combustibili diesel non conformi alle specifiche determinate ai sensi degli articoli 5 o 6.

In caso di recidiva le sanzioni amministrative di cui al presente comma sono triplicate.

2. Salvo che il fatto costituisca reato, ai gestori degli impianti di distribuzione e ai gestori di depositi commerciali che commercializzano benzine o combustibili diesel in violazione dei divieti di cui all'articolo 3, comma 1, o di cui all'articolo 4, comma 1, o non conformi alle specifiche determinate ai sensi degli articoli 5 o 6 si applicano le sanzioni previste dal comma 1, ridotte a un terzo nel caso dei depositi commerciali e ridotte a un quinto nel caso degli impianti di distribuzione.

3. Salvo che il fatto costituisca reato, si applica una sanzione amministrativa da 10.000 a 30.000 euro ai soggetti tenuti ad assicurare le percentuali di distribuzione provinciale previste dall'articolo 3, comma 2, o dall'articolo 4, comma 2, se le stesse non sono rispettate. Se gli elenchi previsti dall'articolo 3, comma 2, o dall'articolo 4, comma 3, non sono trasmessi nei termini prescritti si applica l'articolo 650 del codice penale.

4. (*abrogato*)

5. Salvo che il fatto costituisca reato, le sanzioni di cui ai commi 1 e 2 si applicano anche ai gestori dei depositi fiscali, dei depositi commerciali o degli impianti di distribuzione che, a seguito dell'adozione del decreto previsto dall'articolo 4, comma 2, non rispettano le modalità introdotte da tale decreto per assicurare la commercializzazione del combustibile diesel avente il tenore massimo di FAME indicato nell'allegato II.

6. Salvo che il fatto costituisca reato, si applica una sanzione amministrativa da 10.000 a 30.000 euro ai soggetti tenuti agli obblighi di informazione degli utenti o di etichettatura previsti dall'articolo 3, commi 3, 4, 5 o 6, e dall'articolo 4, comma 4, che violano tali obblighi. La stessa sanzione si applica ai soggetti tenuti agli obblighi di trasmissione previsti dall'articolo 3, commi 4 o 6, e dall'articolo 4, comma 4, che violano tali obblighi. A seguito dell'adozione del decreto previsto dall'articolo 4, comma 2, la stessa sanzione si applica anche in caso di violazione degli obblighi di trasmissione, informazione o di etichettatura introdotti da tale decreto.

7. In caso di violazione del divieto previsto dall'articolo 4, comma 5, si applica la sanzione prevista dall'articolo 296, comma 5, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, alla cui irrogazione provvedono le regioni o la diversa autorità indicata dalla legge regionale ai sensi degli articoli 17 e seguenti della legge 24 novembre 1981, n. 689.

8. Nel caso in cui i gestori dei depositi fiscali non trasmettano nei termini i dati da inviare ai sensi dell'articolo 10, comma 2, il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, anche ai fini di quanto previsto dall'articolo 650 del codice penale, ordina al gestore di provvedere.

9. – 16. (*abrogati*)

17. Fatto salvo quanto previsto al comma 7, ai fini dell'irrogazione delle sanzioni previste ai commi 1, 2, 3, 5, 6, provvede il Prefetto ai sensi degli articoli 17 e seguenti della legge 24 novembre 1981, n. 689.

18. Alle sanzioni amministrative di cui al presente articolo non si applica il pagamento in misura ridotta previsto dall'articolo 16 della legge n. 689 del 1981.»

Note all'art. 47:

— Si riporta il testo dell'allegato I del citato decreto legislativo n. 66 del 2005, come modificato dal presente decreto:

«[1] I valori indicati nelle specifiche sono «valori effettivi». Per la definizione dei loro valori limite, è stata applicata la norma EN ISO 4259-1:2017/A1:2021 «Prodotti petroliferi - Determinazione e applicazione di dati di precisione in relazione ai metodi di prova»; per fissare un valore minimo si è tenuto conto di una differenza minima di 2R sopra lo zero (R = riproducibilità). I risultati delle singole misurazioni vanno interpretati in base ai criteri previsti dalla norma EN ISO 4259-2:2017/A1:2019.

[2] Il periodo estivo inizia il 1° maggio e termina il 30 settembre.

[3] Altri monoalcoli ed eteri con punto di ebollizione finale non superiore a quello stabilito nella norma EN 228:2012+A1:2017.

[4] A decorrere dal 1° gennaio 2011.

[5] A decorrere dal 1° gennaio 2014.»

Note all'art. 48:

— Si riporta il testo dell'allegato II del citato decreto legislativo n. 66 del 2005, come modificato dal presente decreto:

«Allegato II

Specifiche ecologiche del combustibile diesel commercializzato e destinato ai veicoli con motore ad accensione per compressione



Caratteristica	Unità	Limiti [1]	
		Minimo	Massimo
Numero di cetano		51,0	-
Densità a 15 °C	kg/m ³	-	845,0
Distillazione: - punto del 95% (v/v) recuperato a	°C	-	360,0
Idrocarburi aromatici policiclici	% (m/m)	-	8,0
Tenore di zolfo	mg/kg	-	10
Tenore di FAME – EN 14078 [2]	% (v/v)	-	10,0
Tenore di metilciclopentadienil-tricarbonil-manganese (MMT), espresso come manganese	mg/l	-	6 [3] 2 [4]

[1] I valori indicati nelle specifiche sono «valori effettivi». Per la definizione dei loro valori limite, è stata applicata la norma EN ISO 4259-1:2017/A1:2021 «Prodotti petroliferi - Determinazione e applicazione di dati di precisione in relazione ai metodi di prova»; per fissare un valore minimo si è tenuto conto di una differenza minima di 2R sopra lo zero (R = riproducibilità). I risultati delle singole misurazioni vanno interpretati in base ai criteri previsti dalla norma EN ISO 4259-2:2017/A1:2019.

[2] Il FAME è conforme alla norma EN 14214.

[3] A decorrere dal 1° gennaio 2011.

[4] A decorrere dal 1° gennaio 2014.”

Note all'art. 49:

— Si riporta il testo dell'allegato V del citato decreto legislativo n. 66 del 2005, come modificato dal presente decreto:

«Allegato V

Metodi di prova e modalità operative per l'accertamento sulla conformità dei combustibili

1. Campionamento

1.1. Prelievo

1.1.1. Depositi fiscali e depositi commerciali

I campioni di combustibile devono essere prelevati secondo quanto stabilito dalla norma ISO 3170 per il campionamento manuale da serbatoio e secondo quanto stabilito dalla norma ISO 3171 per il campionamento automatico in linea. Per il prelievo si utilizzano contenitori metallici.

1.1.2. Impianti di distribuzione

I campioni di combustibile devono essere prelevati secondo quanto stabilito dalla norma EN 14275 per il campionamento alla pompa presso gli impianti di distribuzione. Per il prelievo è sufficiente l'utilizzo di contenitori metallici anche privi delle caratteristiche di composizione previsti da tale norma EN.

1.1.3. Competenza

Il prelievo dei campioni è effettuato dall'autorità competente all'accertamento dell'infrazione.

1.2. Quantità

La quantità di benzina o combustibile diesel da campionare è pari a dieci litri da immettere in cinque contenitori da 2,5 litri, riempiti per circa l'80% della loro capienza.

I contenitori devono assicurare una tenuta perfetta, essere dotati di tappo con guarnizione e controtappo di plastica ed essere rigorosamente sigillati. Inoltre devono essere dotati di targhetta sulla quale sono riportati almeno i seguenti dati:

A) il luogo del prelievo;

B) il gestore dell'impianto presso cui è stato effettuato il prelievo del campione;

C) la data del prelievo;

D) la tipologia di prodotto;

E) il serbatoio dal quale è stato effettuato il prelievo, in caso di depositi fiscali e di depositi commerciali, e la pompa di distribuzione, in caso di impianti di distribuzione;



F) il soggetto che, eventualmente, rappresenti il gestore nel corso delle attività di prelievo;

G) il soggetto incaricato del prelievo.

I cinque contenitori devono essere destinati:

a) uno al gestore dell'impianto sottoposto ad accertamento o al soggetto di cui al paragrafo 1.2, lettera F), per finalità difensive;

b) uno al laboratorio che effettua le misure ai fini dell'accertamento dell'infrazione ai sensi dell'articolo 15, comma 1, della legge n. 689/1981, di seguito denominato laboratorio controllore, individuato ai sensi del paragrafo 1.7;

c) tre al soggetto che ha effettuato il prelievo, al fine di essere conservati per l'eventualità della revisione prevista dall'articolo 15, comma 2, della legge n. 689/1981 e per l'eventualità del contenzioso giudiziario previsto dall'articolo 23 di tale legge; su richiesta di tale soggetto, i contenitori possono essere conservati presso il laboratorio controllore, fermo restando quanto previsto dal paragrafo 1.5.

1.3. Verbale

All'atto del prelievo viene redatto, in tre originali, un verbale che deve riportare i dati necessari per l'identificazione univoca del campione. Un originale rimane all'autorità competente all'accertamento dell'infrazione. Un originale viene consegnato al gestore o al soggetto di cui al paragrafo 1.2, lettera F). L'altro originale viene allegato all'esemplare del campione da inviare al laboratorio controllore.

1.4. Movimentazione dei campioni

Durante il prelievo e la movimentazione dei campioni devono essere osservate misure atte a garantirne l'integrità e la sicurezza, con particolare riferimento alle misure concernenti il deposito e il trasporto dei liquidi infiammabili.

1.5. Distribuzione dei campioni

Ai fini della distribuzione dei campioni si applicano le seguenti disposizioni:

il contenitore di cui al paragrafo 1.2, lettera b), è inviato al laboratorio controllore insieme al verbale di campionamento;

nel caso in cui sia richiesta la revisione delle analisi ai sensi dell'articolo 15, comma 2, della legge n. 689/1981 un contenitore di cui al paragrafo 1.2, lettera c), è inviato al laboratorio competente per tale revisione individuato ai sensi del paragrafo 1.7;

in tutti i casi, i contenitori dei campioni di benzina prelevati durante il periodo estivo, qualora conservati in luogo idoneo diverso da un frigorifero antideflagrante a temperatura compresa tra 4 °C e 10 °C, sono inviati al laboratorio controllore entro cinque giorni dal prelievo.

1.6. Conservazione dei campioni

Tutti i contenitori di cui al paragrafo 1.2, lettere b) e c), devono essere conservati in un luogo idoneo, per un periodo non inferiore a novanta giorni e, comunque, fino alla conclusione delle attività di accertamento di cui al presente allegato e, per un contenitore di cui al paragrafo 1.2, lettera c), in caso di accertamento dell'infrazione, fino alla scadenza dei termini previsti per proporre opposizione all'eventuale ordinanza - ingiunzione dell'autorità competente all'irrogazione della sanzione e fino alla conclusione del contenzioso giudiziario seguente a tale opposizione. Per luogo idoneo si intende, in caso di benzina, un luogo almeno ventilato in cui i contenitori non sono esposti alla luce diretta del sole.

1.7. Identificazione dei laboratori

Il laboratorio controllore, su delega dell'autorità competente all'accertamento dell'infrazione, è un laboratorio chimico delle dogane o un Ufficio delle Dogane nel cui ambito operano i laboratori chimici delle dogane.

Il laboratorio che effettua la revisione delle analisi ai sensi dell'articolo 15, comma 2, della legge n. 689/1981 è un laboratorio chimico delle dogane o un Ufficio delle Dogane nel cui ambito operano i laboratori chimici delle dogane, diverso da quello che ha effettuato le misure come laboratorio controllore.

Per l'effettuazione delle misure i laboratori chimici delle dogane o gli Uffici delle Dogane nel cui ambito operano i laboratori chimici delle dogane possono avvalersi della Stazione Sperimentale per i Combustibili.

2. Effettuazione della verifica di conformità

Il presente paragrafo stabilisce le procedure per l'effettuazione della verifica di conformità. Tale procedura si applica sia in sede di analisi ai sensi dell'articolo 15, comma 1, della legge n. 689/1981, sia in sede di revisione delle analisi ai sensi dell'articolo 15, comma 2, della legge n. 689/1981.

La trattazione dei risultati dei metodi di prova elencati nel paragrafo 3 viene effettuata secondo la procedura, tratta dalla norma UNI EN ISO 4259.

2.1. Verifica di conformità

Il laboratorio controllore esegue le misure immediatamente dopo la ricezione dei contenitori del campione di cui al paragrafo 1.2, lettera b). Tale laboratorio esegue una sola misura per ciascuna caratteristica disciplinata dal presente decreto, utilizzando i metodi di prova di cui al paragrafo 3.

2.1.1. Caratteristiche per le quali è definito un limite massimo negli allegati I e II.

Se il risultato ottenuto «X» è tale che:

$$X > A_1 + 0,59 \cdot R$$

dove

A_1 è il limite massimo, ed R è la riproducibilità del metodo di prova calcolata al livello A1, il cui valore è riportato nel paragrafo 3, il prodotto si considera non conforme. In caso contrario il prodotto è da considerare conforme.

2.1.2. Caratteristiche per le quali è definito un limite minimo negli allegati I e II.

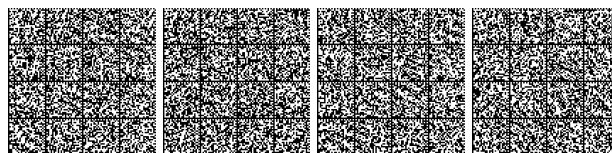
Se il risultato ottenuto «X» è tale che:

$$X < A_2 - 0,59 \cdot R$$

dove A_2 è il limite minimo, ed R è la riproducibilità del metodo di prova calcolata al livello A2, il cui valore è riportato nel paragrafo 3, il prodotto si considera non conforme. In caso contrario il prodotto è da considerare conforme.

3. Precisione dei metodi di prova

3.1 Metodi di prova, contenuti nella norma UNI EN 228:2017, e dati di precisione per la determinazione delle caratteristiche della benzina conforme alle specifiche di cui all'allegato I o all'articolo 3, comma 2.



Caratteristica	Metodo di prova	Unità	A 2	A 1	R
Numero di ottano ricerca	EN ISO 5164		95,0		0,7
Numero di ottano motore	EN ISO 5163		85,0		0,9
Tensione di vapore, periodo estivo (1)	EN 13016-1	kPa		60,0	2,2
Distillazione, evaporato a 100 °C	EN ISO 3405	% (v/v)	46,0		2,2
Distillazione, evaporato a 150 °C	EN ISO 3405	% (v/v)	75,0		1,3
Olefine	EN ISO 22854	% (v/v)		18,0	2,6
Aromatici	EN ISO 22854	% (v/v)		35,0	1,7
Benzene	EN ISO 22854	% (v/v)		1,0	0,05
Tenore di ossigeno	EN 1601	% (m/m)		2,7 (2)	0,41
				3,7	0,41
	EN ISO 22854	% (m/m)		2,7	0,31
				3,7	
Alcole metilico (3)	EN 1601	% (v/v)		3,0	0,3
	EN ISO 22854				0,43
Alcole etilico (4)	EN 1601	% (v/v)		5,0 (2)	0,4
				10,0	0,8
	EN ISO 22854	% (v/v)		5,0	0,48
				10,0	0,60
Alcole isopropilico (4)	EN 1601	% (v/v)		12,0	0,9
	EN ISO 22854				0,65
Alcole butilico terziario (4)	EN 1601	% (v/v)		15,0	1,0
	EN ISO 22854				0,73
Alcole isobutilico (4)	EN 1601	% (v/v)		15,0	1,0
	EN ISO 22854				0,73
Eteri con 5 o più atomi di carbonio (4)	EN 1601	% (v/v)		22,0	1,0
	EN ISO 22854				0,90
Altri ossigenati (4)	EN 1601	% (v/v)		15,0	1,0
	EN ISO 22854				0,73



Tenore di zolfo	EN ISO 20884	mg/kg		10,0	3,1
	EN ISO 20846				2,7
Tenore di piombo	EN 237	mg/l		5	0,6
Tenore di MMT, espresso come manganese	EN 16135	mg/l		2	1,0
	EN 16136				0,50

- (1) Espressa come DVPE (Tensione equivalente di vapore a secco).
 (2) Nel caso della benzina di cui all'articolo 3, comma 2.
 (3) In caso di analisi in sede di revisione e di contenzioso si applica la norma EN 1601.
 (4) In caso di analisi in sede di revisione e di contenzioso si applica la norma EN ISO 22854.

3.2 Metodi di prova, contenuti nella norma *EN 590:2022*, e dati di precisione per la determinazione delle caratteristiche del combustibile diesel conforme alle specifiche di cui all'allegato II.

Caratteristica	Metodo di prova	Unità	A 2	A 1	R
Numero di cetano (1)	EN ISO 5165		51,0		4,2
	EN 15195				2,4
	EN 16715:2015				1,4
	EN 16906:2017				1,9
	EN 17155:2019				2,1
Densità a 15 °C (2)	EN ISO 3675	kg/m ³		845,0	1,2
	EN ISO 12185	kg/m ³			0,5
Distillazione: 95 % recuperato (3)	EN ISO 3405	°C		360,0	9,0
Idrocarburi aromatici policiclici	EN 12916	% (m/m)		8,0	1,9
Tenore di zolfo	EN ISO 20884	mg/kg		10	3,1
	EN ISO 20846				2,2
Tenore di FAME	EN 14078	% (V/V)		7,0	0,5
Tenore di MMT come manganese	EN 16576	mg/l			
				2	0,32

- (1) In caso di analisi in sede di revisione e di contenzioso si applica la norma EN ISO 5165.
 (2) In caso di analisi in sede di revisione e di contenzioso si applica la norma *EN ISO 12185*.
 (3) (soppressa)”

