

SENATO DELLA REPUBBLICA

XVIII LEGISLATURA

N. 292

ATTO DEL GOVERNO SOTTOPOSTO A PARERE PARLAMENTARE

Schema di decreto legislativo 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

(Parere ai sensi degli articoli 1 e 5 della legge 22 aprile 2021, n. 53)

(Trasmesso alla Presidenza del Senato il 6 agosto 2021)

**SCHEMA DI DECRETO LEGISLATIVO RECANTE ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA
2018/2001/UE**

**DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO DELL'11 DICEMBRE 2018
SULLA PROMOZIONE DELL'USO DELL'ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI**

IL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA

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

VISTO l'articolo 14 della legge 23 agosto 1988, n. 400, recante disciplina dell'attività di Governo e ordinamento della Presidenza del Consiglio dei Ministri;

VISTA la direttiva 2018/2001/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;

VISTA la direttiva 2019/944/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE;

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”);

VISTA la legge 22 aprile 2021, n. 53, recante “Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - Legge di delegazione europea 2019-2020”, ed in particolare l'art. 5, con il quale sono stabiliti principi e criteri direttivi per l'attuazione della direttiva 2018/2001/UE e l'articolo 12, recante principi e criteri direttivi per l'attuazione della direttiva 2019/944/UE;

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”;

VISTO il decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, recante “Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10”;

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”;

VISTA la legge 3 agosto 2007, n. 125, recante “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, 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 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 Ministro dello sviluppo economico del 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;

VISTO il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 10 settembre 2010 recante Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili” pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 219 del 18 settembre 2010;

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 trasmesso alla Commissione europea il 31 dicembre 2019, 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;

VISTO il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza dell’Italia definitivamente approvato il 13 luglio 2021 con Decisione di esecuzione del Consiglio, che ha recepito la proposta della Commissione europea;

VISTO il decreto-legge 1 marzo 2021, n. 22 convertito, con modificazioni, dalla legge 22 aprile 2021, n. 55 recante “Disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri” e in particolare l’art. 2 che ha istituito il Ministero della transizione ecologica attribuendo allo stesso, tra l’altro, le competenze in materia di approvazione della disciplina del mercato elettrico e del mercato del gas naturale, dei criteri per l’incentivazione dell’energia elettrica da fonte rinnovabile di cui al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e l’esercizio di ogni altra competenza già a qualunque titolo esercitata dal Ministero dello sviluppo economico fino alla data di entrata in vigore del decreto stesso in materia di concorrenza, di tutela dei consumatori utenti, in collaborazione con il Ministero dello sviluppo economico, e di regolazione dei servizi di pubblica utilità nei settori energetici;

VISTO il decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77 convertito, con modificazioni, dalla legge 29 luglio 2021, n. 108 recante “Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure”;

VISTA la preliminare deliberazione del Consiglio dei Ministri, adottata nella riunione del 5 agosto 2021;



ACQUISITA l'intesa in sede di Conferenza unificata, di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, resa nella seduta del

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

Sulla proposta del Presidente del Consiglio dei Ministri e del Ministro della transizione ecologica, di concerto con i Ministri degli affari esteri, della giustizia, dell'economia e delle finanze, dello sviluppo economico, della cultura, delle politiche agricole alimentari e forestali e della pubblica amministrazione;

EMANA

il seguente decreto legislativo

TITOLO I

FINALITA', DEFINIZIONI E OBIETTIVI NAZIONALI

Articolo 1 **(Finalità)**

1. Il presente decreto ha l'obiettivo di accelerare il percorso di crescita sostenibile del Paese, recando disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili, in coerenza con gli obiettivi europei di decarbonizzazione del sistema energetico al 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050.
2. Per le finalità di cui al comma 1, il presente decreto definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030, in attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 e nel rispetto dei criteri fissati dalla legge 22 aprile 2021, n. 53.
3. Il presente decreto reca disposizioni necessarie all'attuazione delle misure del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (di seguito anche: PNRR) in materia di energia da fonti rinnovabili, conformemente al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (di seguito anche: PNIEC), con la finalità di individuare un insieme di misure e strumenti coordinati, già orientati all'aggiornamento degli obiettivi nazionali da stabilire ai sensi del Regolamento (UE) n. 2021/1119, con il quale si prevede, per l'Unione europea, un obiettivo vincolante di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55 per cento rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030.

Articolo 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 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 energetico per la produzione di energia elettrica, di calore e di carburante per il trasporto, e le perdite di energia elettrica e di calore con la distribuzione e la trasmissione;
- 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 verdi;
- 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” 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 orario, 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 compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili”: contratto con il quale una persona fisica o giuridica si impegna ad acquistare energia elettrica da fonti rinnovabili direttamente da un produttore di energia elettrica;
- 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”: combustibile gassoso prodotto dalle biomasse;
- ee) “bioliquidi”: combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l’energia elettrica, il riscaldamento e il raffrescamento, prodotti a partire dalla biomassa;
- ff) “biomassa”: frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall’agricoltura, comprendente sostanze vegetali e animali, dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l’acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti, compresi i rifiuti industriali e urbani di origine biologica;
- gg) “biomassa agricola”: biomassa risultante dall’agricoltura;



- hh) "biomassa forestale": biomassa risultante dalla silvicoltura;
- ii) "carburanti da carbonio riciclato": combustibili 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) "carburanti rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica per il trasporto": carburanti liquidi e gassosi utilizzati nel settore del trasporto, diversi da biocarburanti o biogas, il cui contenuto energetico proviene da fonti rinnovabili. Nel caso in cui il contenuto energetico sia attribuibile ad un mix di fonti rinnovabili e non rinnovabili, si considera solo la frazione relativa alle fonti rinnovabili;
- 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 colocasia e la xantosoma;
- oo) "combustibili da biomassa": combustibili solidi e gassosi prodotti dalle biomasse;
- 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 ferroviario nonché il soggetto tenuto al pagamento dell'accisa sull'energia elettrica destinata al consumo nel sistema stradale e ferroviario;
- 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 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 novembre 2019;
- 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.

Articolo 3 **(Obiettivi nazionali in materia di fonti rinnovabili)**

1. L'Italia intende conseguire un obiettivo minimo del 30 per cento come quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo. L'Italia intende inoltre adeguare il predetto obiettivo percentuale per tener conto delle previsioni di cui al regolamento (UE) n. 2021/1119, volte a stabilire un obiettivo vincolante, per l'Unione europea, di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55 per cento rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030.



2. Nell'ambito dell'obiettivo di cui al comma 1, è assunto un obiettivo di incremento indicativo di energia da fonti rinnovabili nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffrescamento pari a 1,3 punti percentuali come media annuale calcolata per i periodi dal 2021 al 2025 e dal 2026 al 2030.
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 di cui ai commi 1 e 2 sono indicate nell'Allegato I del presente decreto.



TITOLO II

REGIMI DI SOSTEGNO E STRUMENTI DI PROMOZIONE

CAPO I

Principi Generali

Articolo 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) è rispettato il principio secondo il quale non possono accedere agli incentivi le iniziative imprenditoriali per cui è comprovata la bancabilità dell'iniziativa 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 adottati in conformità con le regole europee in materia di aiuti di stato.



CAPO II

Regimi di sostegno per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Articolo 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, ovvero sulla quota parte di tale produzione che viene immessa in rete o autoconsumata;
 - 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 ed è applicabile alla realizzazione di nuovi impianti, riattivazioni di impianti dismessi, integrali ricostruzioni, potenziamenti e rifacimenti di impianti esistenti;
 - d) l'incentivo può essere diversificato sulla base delle dimensioni e della taglia dell'impianto per tener conto dell'effetto scala;
 - 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 di cui dall'articolo 18 del decreto legislativo di recepimento della direttiva (UE) 2019/944;
- 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, a parità di offerta economica;
- c) sono stabilite le condizioni di cumulabilità con altri regimi di sostegno, ivi incluse quelle del PNRR di cui al Capo IV, tenendo conto delle diverse caratteristiche soggettive 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;
- f) sono introdotte misure per l'utilizzo energetico di biomasse legnose, nel quadro della gestione forestale sostenibile e della silvicoltura a turno di taglio breve e di biomasse residuali industriali, in coerenza con le previsioni europee sull'utilizzo a cascata, in particolare sui principi di sostenibilità, uso efficiente delle risorse, circolarità in tutti i flussi e in ogni fase e sussidiarietà;
- 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.

Articolo 6

(Regolamentazione dei meccanismi di asta al ribasso)

1. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con uno o più decreti del Ministro della transizione ecologica, sentite l'ARERA e la Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, sono definite le modalità per l'implementazione dei sistemi di incentivazione di cui all'articolo 5, comma 2, nel rispetto dei seguenti ulteriori criteri direttivi:

- a) le procedure d'asta al ribasso sono riferite a contingenti di potenza, anche riferiti a più tecnologie e specifiche categorie di interventi;
- b) l'incentivo riconosciuto è quello aggiudicato sulla base dell'asta al ribasso;



- c) i contingenti resi disponibili ad asta, nonché gli incentivi e i livelli massima di potenza incentivabile sono stabiliti su base quinquennale, al fine di garantire una programmazione che assicuri, congiuntamente alle altre misure stabilite in attuazione del presente decreto, il raggiungimento degli obiettivi stabiliti dall'articolo 3;
- d) per gli impianti che accedono ai meccanismi d'asta, l'incentivo è calcolato come la differenza tra la tariffa spettante aggiudicata e il prezzo di mercato dell'energia elettrica; ove tale differenza risulti negativa, è prevista la restituzione, anche a conguaglio, dei relativi importi;
- e) le aste hanno luogo con frequenza periodica e possono prevedere meccanismi a garanzia della realizzazione degli impianti autorizzati, anche mediante fissazione di termini per l'entrata in esercizio;
- f) sono previsti sistemi di controllo e regolazione delle procedure competitive, al fine di consentire il raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3 con la massima efficacia ed efficienza. A tal fine, nei casi di significativa divergenza fra la potenza realizzata e quella obiettivo o di sostanziali variazioni del livello dei costi delle tecnologie riscontrabili sul mercato a fronte delle attività di monitoraggio di cui all'articolo 48, sono individuati algoritmi e condizioni per la calibrazione delle quote di potenza rese disponibili ad asta e del livello degli incentivi a base d'asta; le predette variazioni sono approvate con decreto del Ministro della transizione ecologica, sentita l'ARERA;
- g) può essere ridotto il valore minimo di potenza per l'inclusione nei meccanismi di asta, tenendo conto delle specifiche caratteristiche delle diverse tipologie di impianto e della progressiva maturazione delle tecnologie, al fine di aumentare l'efficienza complessiva del sistema di incentivazione, ridurre i costi e stimolare la concorrenza;
- h) per gli impianti di potenza superiore a una soglia minima, fissata in prima applicazione a 10 MW, può essere avviata una fase sperimentale nella quale:
 - 1) su richiesta del proponente, il GSE esamina il progetto per via telematica contestualmente allo svolgimento del procedimento di autorizzazione unica e rilascia parere di idoneità all'accesso agli incentivi con tempistiche parallele a quelle del rilascio del provvedimento di autorizzazione unica;
 - 2) agli impianti dotati dell'idoneità per la richiesta di incentivo, che presentano domanda di accesso ai meccanismi di asta entro tre mesi dal rilascio della predetta autorizzazione, è richiesta esclusivamente l'offerta economica al ribasso, ferma restando la fissazione di termini per l'entrata in esercizio.

Articolo 7

(Regolamentazione delle tariffe per piccoli impianti)

1. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con uno o più decreti del Ministro della transizione ecologica, di concerto con il Ministro delle politiche agricole e forestali per gli aspetti di competenza, sentite l'ARERA e la Conferenza unificata, di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, sono definite le modalità per l'implementazione dei sistemi di incentivazione di cui all'articolo 5, comma 3, nel rispetto dei seguenti criteri direttivi:

- a) per gli impianti di cui all'articolo 5, comma 3, lettera a):
 - 1) la domanda di accesso agli incentivi è presentata alla data di entrata in esercizio e non è richiesta la preventiva iscrizione a bandi o registri, fermo restando quanto previsto al punto 2;



- 2) l'accesso all'incentivo è garantito fino al raggiungimento di tetti di potenza stabiliti, su base quinquennale, in congruenza con il raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3;
 - 3) l'incentivo favorisce l'autoconsumo e l'abbinamento degli impianti a fonti rinnovabili non programmabili con i sistemi di accumulo, in modo da consentire una maggior programmabilità delle fonti;
- b) per gli impianti di cui all'articolo 5, comma 3, lettera b):
- 1) sono previsti bandi di selezione nei limiti di contingenti di potenza;
 - 2) sono utilizzati come criteri di priorità dapprima il rispetto di requisiti di tutela ambientale e del territorio e poi l'offerta di riduzione percentuale della tariffa base, al fine di selezionare le iniziative maggiormente meritorie da un punto di vista dell'impatto sull'ambiente, nonché che siano maggiormente virtuose in termini di riduzione dei costi;
 - 3) i bandi hanno luogo con frequenza periodica e prevedono meccanismi a garanzia della realizzazione degli impianti autorizzati, anche mediante fissazione di termini per l'entrata in esercizio.
- c) possono essere previsti sistemi di controllo e regolazione con le modalità di cui all'articolo 6 lettere f) e g).

Articolo 8 **(Regolamentazione degli incentivi per la condivisione dell'energia)**

1. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con le modalità di cui al comma 9 dell'articolo 42-bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8, sono aggiornati i meccanismi di incentivazione per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo o in comunità energetiche rinnovabili, sulla base dei seguenti criteri direttivi:

- a) possono accedere all'incentivo gli impianti a fonti rinnovabili di potenza non superiore a 1 MW che entrano in esercizio in data successiva a quella di entrata in vigore del presente decreto;
- b) per autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e comunità energetiche rinnovabili l'incentivo è erogato solo in riferimento alla quota di energia condivisa da impianti e utenze di consumo connesse sotto la stessa cabina primaria;
- c) l'incentivo è erogato in forma di tariffa incentivante attribuita alla sola quota di energia prodotta dall'impianto e condivisa all'interno della configurazione;
- d) nei casi di cui alla lettera b) per i quali la condivisione è effettuata sfruttando la rete pubblica di distribuzione, è previsto un unico conguaglio, composto dalla restituzione delle componenti di cui all'articolo 32, comma 3, lettera a), compresa la quota di energia condivisa, e dall'incentivo di cui al presente articolo;
- e) la domanda di accesso agli incentivi è presentata alla data di entrata in esercizio e non è richiesta la preventiva iscrizione a bandi o registri;
- f) l'accesso all'incentivo è garantito fino al raggiungimento di contingenti di potenza stabiliti, su base quinquennale, in congruenza con il raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3.

2. Nelle more dell'adozione del decreto di cui al comma 1 continua ad applicarsi il decreto ministeriale adottato in attuazione dell'articolo 42-bis, comma 9, del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8.



3. Con il decreto di cui al comma 1 sono stabilite modalità di transizione e raccordo fra il vecchio e il nuovo regime, al fine di garantire la tutela degli investimenti avviati.

Articolo 9 **(Transizione dai vecchi a nuovi meccanismi di incentivo)**

1. Nei decreti di cui agli articoli 6, 7 e 8 sono definiti tempi e modalità per il raccordo con le procedure di assegnazione degli incentivi attivate in attuazione dell'articolo 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, al fine di garantire continuità nell'erogazione degli incentivi.

2. Decorsi novanta giorni dalla data di entrata in vigore dei decreti di cui al comma 1, il meccanismo dello scambio sul posto è soppresso. I nuovi impianti che entrano in esercizio dopo tale data possono accedere a uno dei meccanismi di cui ai precedenti articoli alle condizioni e secondo le modalità ivi stabilite, ovvero al ritiro dedicato dell'energia di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

3. I decreti di cui al comma 1 stabiliscono altresì i criteri e le modalità per la graduale conversione al meccanismo di cui all'articolo 7 degli impianti in esercizio operanti in scambio sul posto, da attuarsi comunque entro e non oltre il 31 dicembre 2024.

4. Al fine di garantire una maggiore efficienza nelle dinamiche di offerta nell'ambito dei meccanismi d'asta e registro di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico del 4 luglio 2019, recante "Incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici *on shore*, solari fotovoltaici, idroelettrici e a gas residuati dei processi di depurazione", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 186 del 9 agosto 2019, successivamente alla settima procedura e fino all'entrata in vigore dei decreti di cui agli articoli 6 e 7, il GSE organizza ulteriori procedure mettendo a disposizione la potenza residua non assegnata, fino al suo esaurimento, con le modalità previste dall'articolo 20 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 4 luglio 2019 e tenuto conto di quanto disposto dal comma 5 del presente articolo.

5. Per le medesime finalità del comma 4, a decorrere dalla settima procedura:

- a) qualora vi sia eccesso di domanda nell'ambito di una procedura di registro e contestualmente eccesso di offerta nella procedura d'asta riferita al medesimo gruppo di impianti, la potenza non assegnata in tale ultima procedura d'asta viene trasferita al contingente disponibile per la prima, nella misura utile allo scorrimento della graduatoria. La medesima disposizione si applica anche nel caso in cui eccesso di domanda e offerta siano invertiti;
- b) qualora vi sia eccesso di domanda nell'ambito di una procedura di registro per un gruppo di impianti di nuova realizzazione e contestuale eccesso di offerta nell'ambito delle procedure di registro di un altro gruppo di impianti di nuova realizzazione, la potenza non assegnata in tale ultima procedura viene trasferita al contingente disponibile per la prima, nella misura utile allo scorrimento della graduatoria. La medesima disposizione si applica per le procedure di asta;
- c) le quantità di potenza trasferite in applicazione delle lettere a) e b) sono determinate dal GSE a parità di costo indicativo medio annuo degli incentivi.

6. Entro quindici giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, ai fini di dare attuazione a quanto previsto ai commi 4 e 5, il GSE aggiorna le date e i tempi di svolgimento delle sessioni nonché quelle di pubblicazione delle graduatorie, dandone comunicazione sul proprio sito *web*.



CAPO III

Regimi di sostegno per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili, il biometano e lo sviluppo tecnologico e industriale

Articolo 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;
- 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, 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.

Articolo 11

(Incentivi in materia di biogas e produzione di biometano)

1. Il biometano prodotto ovvero immesso nella rete del gas naturale è incentivato secondo una delle seguenti modalità:

- a) mediante il rilascio di specifici incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel caso di impianti di produzione di biometano realizzati per l'utilizzo in impianti di cogenerazione ad alto rendimento;
- b) mediante il rilascio di certificati di immissione in consumo ai fini dell'adempimento dell'obbligo di cui all'articolo 39, qualora il biometano sia usato per i trasporti;
- c) mediante l'erogazione di uno specifico incentivo di durata e valore definiti con il decreto di cui al comma 2. L'ARERA definisce le modalità con le quali le risorse per l'erogazione dell'incentivo di cui alla presente lettera trovano copertura a valere sul gettito delle componenti delle tariffe del gas naturale.



2. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, 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 di origine non biologica.

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. Nel 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, all'articolo 1, comma 10 e all'articolo 6, comma 7, le parole "31 dicembre 2022" sono sostituite dalle seguenti: "30 giugno 2026". Le disposizioni di cui al presente comma si applicano previa approvazione della Commissione europea sulla compatibilità delle medesime con le disposizioni in materia di aiuti di stato.

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 in attuazione del decreto di cui al comma 4.

Articolo 12

(Disposizioni per la promozione dello sviluppo tecnologico e industriale nonché per il monitoraggio di sistema)

1. Gli interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale in attuazione dell'articolo 32 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, sono avviati in coordinamento alle misure stabilite dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza e tengono inoltre conto delle seguenti linee d'azione prioritarie. A tal fine, all'articolo 32, comma 1, lettera b), del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 sono apportate le seguenti modificazioni:

a) il punto iv è sostituito dal seguente:

"iv. al finanziamento di progetti sinergici a quelli previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza che consentano di accelerare lo sviluppo tecnologico e industriale;"

b) dopo il punto iv, sono aggiunti i seguenti:

"iv.1 alla realizzazione di comunità dell'energia, sistemi di autoconsumo collettivo, sistemi di distribuzione chiusi anche con riguardo alla riconversione di siti industriali e configurazioni in



esercizio, nei quali possa essere accelerato lo sviluppo tecnologico e il percorso di decarbonizzazione anche attraverso la sperimentazione di tecnologie innovative;

iv.2 ad attività strumentali funzionali al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione tramite la realizzazione di sistemi informatici di monitoraggio e analisi per la programmazione territoriale, nella misura massima del 10 per cento del gettito annuo complessivo.”.



CAPO IV

Norme in materia di attuazione e coordinamento con il PNRR e allocazione dei proventi delle aste CO2

Articolo 13

(Principi generali di coordinamento fra misure del PNRR e strumenti di incentivazione settoriali)

1. Al fine di assicurare il necessario coordinamento fra gli strumenti di incentivazione di cui al presente Titolo e quelli previsti dal PNRR e garantire una maggiore efficienza amministrativa, i decreti attuativi delle misure del PNRR di cui all'articolo 14 sono adottati secondo i criteri specifici di cui al medesimo articolo e nel rispetto dei seguenti criteri generali:

- a) nei casi in cui il soggetto richiedente presenta contemporanea istanza di accesso alle misure di incentivazione tariffaria di cui ai Capi II e III e alle misure del PNRR sono definite condizioni di cumulabilità per favorire l'utilizzo sinergico degli strumenti;
- b) la verifica dei requisiti per l'ammissione agli incentivi dei progetti di cui alla lettera a) può essere svolta dal GSE nell'ambito della medesima istruttoria prevista per l'accesso ai meccanismi tariffari previsti dal Capo II e Capo III del presente decreto. A tal fine, si applicano le disposizioni di cui all'articolo 25 del decreto-legge 26 giugno 2014 n. 91, convertito con modificazioni dalla legge 11 agosto 2014, n. 116;
- c) in tutti i casi in cui sia previsto l'utilizzo di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa, l'accesso agli incentivi è subordinato al rispetto delle disposizioni di cui al Titolo V del presente decreto;
- d) sono definiti tempi massimi di realizzazione degli interventi, in coerenza con il PNRR;
- e) le misure sono adottate in conformità alla disciplina dell'Unione sugli aiuti di stato.

Articolo 14

(Criteri specifici di coordinamento fra misure del PNRR e strumenti di incentivazione settoriali)

1. Nel rispetto dei criteri generali di cui all'articolo 13, il Ministro della transizione ecologica, entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, disciplina le modalità per la concessione dei benefici delle misure PNRR specificate nel seguito, favorendone l'integrazione con le misure di cui al presente decreto e sulla base dei seguenti criteri specifici:

- a) in attuazione della misura Missione 2, Componente 3, Investimento 3.1 "Sviluppo di sistemi di teleriscaldamento", sono definite le condizioni di cumulabilità con gli incentivi di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 5 settembre 2011, recante "Definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 218 del 19 settembre 2011 o, in alternativa, con gli incentivi di cui al meccanismo di cui all'articolo 10;



- b) in attuazione della misura Missione 2, Componente 2, Investimento 1.4 “Sviluppo del biometano, secondo criteri per promuovere l'economia circolare”, sono definiti criteri e modalità per la concessione, attraverso procedure competitive, di un contributo a fondo perduto sulle spese ammissibili connesse all'investimento per l'efficientamento, la riconversione parziale o totale di impianti esistenti a biogas, per nuovi impianti di produzione di biometano, per la valorizzazione e la corretta gestione ambientale del digestato e dei reflui zootecnici, per l'acquisto di trattori agricoli alimentati esclusivamente a biometano. Con il medesimo decreto sono definite le condizioni di cumulabilità con gli incentivi tariffari di cui all'articolo 11 e sono altresì dettate disposizioni per raccordare il regime incentivante con quello previsto dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 2 marzo 2018;
- c) in attuazione della misura Missione 2, Componente 2, Investimento 1.1 “Sviluppo del sistema agrivoltaico”, sono definiti criteri e modalità per incentivare la realizzazione di impianti agrivoltaici attraverso la concessione di prestiti o contributi a fondo perduto, realizzati in conformità a quanto stabilito dall'articolo 65, comma 1-*quater*, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, che, attraverso l'implementazione di sistemi ibridi agricoltura-produzione energetica, non compromettano l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura. Con il medesimo decreto sono definite le condizioni di cumulabilità con gli incentivi tariffari di cui al Capo II;
- d) in attuazione delle misure Missione 2, Componente 2, Investimento 2.1 “Rafforzamento *smart grid*” e 2.2 “Interventi su resilienza climatica delle reti” sono definiti criteri e modalità per la concessione dei contributi a fondo perduto ai concessionari del pubblico servizio di distribuzione dell'energia elettrica, ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 per incentivare la realizzazione di interventi di rafforzamento, smartizzazione e digitalizzazione della rete elettrica di distribuzione finalizzati ad aumentare la capacità di ospitare energia rinnovabile, consentire l'elettrificazione dei consumi, anche ai fini di una maggior diffusione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici in attuazione di quanto previsto dall'articolo 35, comma 1, lettera c) e aumentare la resilienza ai fenomeni meteorologici avversi;
- e) in attuazione delle misure Missione 2, Componente 2, Investimento 1.2 “Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l'auto-consumo” sono definiti criteri e modalità per la concessione di finanziamento a tasso zero fino al 100 per cento dei costi ammissibili, per lo sviluppo della comunità energetiche, così come definite nell'articolo 31, nei piccoli comuni attraverso la realizzazione di impianti di produzione di FER, anche abbinati a sistemi di accumulo di energia. Con il medesimo decreto sono definite le condizioni di cumulabilità con gli incentivi tariffari di cui all'articolo 8;
- f) in attuazione della misura “Missione 2, Componente 2, Investimento 1.3 Promozione di sistemi innovativi (incluso *off-shore*)” e nell'ambito degli interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale di cui all'articolo 12 sono definiti criteri e modalità per incentivare la realizzazione di sistemi di produzione di energia rinnovabile *off-shore*, che combinano tecnologie ad alto potenziale di sviluppo insieme a tecnologie innovative in configurazioni sperimentali integrate con i sistemi di accumulo;
- g) in attuazione della misura “Missione 2, Componente 2, Investimento 4.3 Infrastrutture di ricarica elettrica” sono definite criteri e modalità per la concessione di benefici a fondo perduto per incentivare la realizzazione di infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici fast e ultra fast, anche dotate di sistemi di accumulo integrati, ristrutturando la rete di distribuzione dei carburanti al fine di consentire al settore una rapida transizione verso una mobilità sostenibile. Con il medesimo decreto sono definite misure di efficientamento amministrativo, garantendo il necessario coordinamento del quadro incentivante complessivo per lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, anche con riferimento all'attuazione della misura di



cui all'articolo 74, comma 3, del decreto-legge 14 agosto 2020, n. 104 convertito, con modificazioni, dalla legge 13 ottobre 2020 n. 126;

- h) in attuazione delle misure "Missione 2, Componente 2, Investimento 3.1 Produzione di idrogeno in aree industriali dismesse" e "Missione 2, Componente 2, Investimento 3.2 Utilizzo dell'idrogeno in settori *hard-to-abate*" sono definite modalità per incentivare la realizzazione di infrastrutture di produzione e utilizzazione di idrogeno, modalità per il riconoscimento dell'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili e condizioni di cumulabilità con gli incentivi tariffari di cui all'articolo 11, comma 2.

Articolo 15

(Utilizzo dei proventi delle aste della CO2 per la copertura dei costi degli incentivi alle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica)

1. A decorrere dall'anno 2022, una quota dei proventi annuali 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 della transizione ecologica, è destinata alla copertura dei costi di incentivazione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica mediante misure che trovano copertura sulle tariffe dell'energia. A tal fine, con il decreto di cui all'articolo 23, comma 4, del decreto legislativo n. 47 del 2020 è definita la quota annualmente utilizzabile per le finalità di cui al periodo precedente.

2. Ai fini dell'attuazione del comma 1, nonché tenuto conto di quanto previsto dall'articolo 2 del decreto-legge 1 marzo 2021, n. 22 convertito, con modificazioni, dalla legge 22 aprile 2021, n. 55, all'articolo 4 del decreto legislativo n. 47 del 2020, il comma 2 è sostituito dal seguente:

"2. Il Comitato è un organo collegiale composto da quindici membri, dei quali dieci con diritto di voto e cinque con funzioni consultive, nominati con decreto del Ministro della transizione ecologica. Dei dieci membri con diritto di voto quattro, compreso il Presidente e il Vicepresidente, sono designati dal Ministro della transizione ecologica; due dal Ministro dello sviluppo economico; uno dal Ministro della Giustizia che ha diritto di voto esclusivamente sulle questioni inerenti l'attività sanzionatoria; tre dal Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili, di cui due appartenenti all'Ente nazionale per l'aviazione civile di seguito ENAC. I membri designati dal Ministro delle infrastrutture e della mobilità sostenibili hanno diritto di voto esclusivamente sulle questioni inerenti il trasporto aereo. I cinque membri con funzioni consultive sono designati: uno dal Ministro dell'economia e delle finanze, uno dal Dipartimento per le politiche europee, uno dalla Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano e due dal Ministro degli affari esteri e della cooperazione internazionale e svolgono le funzioni consultive esclusivamente con riferimento alle attività di cui al comma 10."



CAPO V

Progetti comuni e trasferimenti statistici

Articolo 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.

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 anche: 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.

Articolo 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 incentivata 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. Tali accordi si conformano ai seguenti criteri:

- a) il sostegno 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) numeri 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, contemperando 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.

4. Gli articoli 36 e 37 del decreto legislativo n. 28 del 2011 sono abrogati.



TITOLO III

PROCEDURE AUTORIZZATIVE, CODICI E REGOLAMENTAZIONE TECNICA

CAPO I

Autorizzazioni e procedure amministrative

Articolo 18 (Principi e regimi generali di autorizzazione)

1. Il presente Capo apporta semplificazioni ai procedimenti autorizzativi e amministrativi introdotti dal decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 per gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, nel rispetto dei principi di proporzionalità e adeguatezza sulla base delle specifiche caratteristiche di ogni singola applicazione.

2. All'articolo 4 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, il comma 2 è sostituito dal seguente:

«2. I regimi di autorizzazione per la costruzione e l'esercizio degli impianti a fonti rinnovabili sono regolati dai seguenti articoli, secondo un criterio di proporzionalità:

- a) comunicazione relativa alle attività in edilizia libera di cui all'articolo 6, comma 11;
- b) dichiarazione di inizio lavori asseverata di cui all'articolo 6-bis;
- c) procedura abilitativa semplificata di cui all'articolo 6;
- d) autorizzazione unica di cui all'articolo 5.»

Articolo 19 (Sportelli Unici per le Energie Rinnovabili e modelli unici)

1. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto legislativo, con regolamento, adottato ai sensi dell'articolo 17, comma 2, della legge 23 agosto 1988, n. 400, su proposta del Ministro della transizione ecologica e del Ministro per la pubblica amministrazione, sentita la Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, e successive modificazioni sono stabilite le modalità con le quali è possibile presentare istanze per la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili presso lo Sportello unico per l'edilizia di cui all'articolo 5 del decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, nonché presso lo Sportello unico per le attività produttive di cui al decreto del Presidente della Repubblica 7 settembre 2010, n. 160, sulla base dei seguenti criteri:

- a) la ripartizione di competenze tra i due sportelli è effettuata sulla base della taglia e della tipologia di impianti;
- b) gli sportelli consentono di presentare i documenti pertinenti anche in formato digitale;
- c) gli sportelli mettono a disposizione e forniscono, anche *online*, un manuale delle procedure vigenti a livello nazionale, rivolto agli sviluppatori di progetti che tratti distintamente anche



progetti su piccola scala e progetti di autoconsumo di energia rinnovabile, appositamente predisposto dal GSE e aggiornato con continuità;

d) le istanze sono presentate facendo esclusivo ricorso ai modelli unici di cui al comma 2.

2. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto sono approvati modelli unici per le procedure di autorizzazione di cui all'articolo 4, comma 2, lettere da a) a d) del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, con le modalità di cui all'articolo 2, comma 1, del decreto legislativo 30 giugno 2016, n. 126.

Articolo 20

(Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili)

1. Con uno o più decreti del Ministro della transizione ecologica di concerto con il Ministro della cultura, e il Ministro delle politiche agricole, alimentari e forestali, previa intesa in sede di Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, da adottare entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono stabiliti principi e criteri omogenei per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili aventi una potenza complessiva almeno pari a quella individuata come necessaria dal PNIEC per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili. In via prioritaria, con i decreti di cui al presente comma si provvede a:

- a) dettare i criteri per l'individuazione delle aree idonee all'installazione della potenza eolica e fotovoltaica indicata nel PNIEC, previa fissazione di parametri atti a definire, per ciascuna tipologia di area, la massima densità di potenza installabile per unità di superficie tenendo anche conto degli impatti ambientali e paesaggistici;
- b) indicare le modalità per individuare superfici, aree industriali dismesse e altre aree compromesse, aree abbandonate e marginali idonee alla installazione di impianti a fonti rinnovabili.

2. Ai fini del concreto raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili previsti dal PNIEC, i decreti di cui al comma 1 stabiliscono altresì la ripartizione della potenza installata fra Regioni e Province autonome, prevedendo sistemi di monitoraggio sul corretto adempimento degli impegni assunti e criteri per il trasferimento statistico fra le medesime Regioni e Province autonome, da effettuare secondo le regole generali di cui all'Allegato I, fermo restando che il trasferimento statistico non può pregiudicare il conseguimento dell'obiettivo della Regione o della Provincia autonoma che effettua il trasferimento.

3. Ai sensi dell'articolo 5 comma 1, lettere a) e b), della legge 22 aprile 2021, n. 53, nella definizione della disciplina inerente le aree idonee, i decreti di cui al comma 1 tengono conto delle esigenze di tutela del patrimonio culturale e del paesaggio, delle aree agricole e forestali, della qualità dell'aria e dei corpi idrici, privilegiando l'utilizzo di superfici di strutture edificate, quali capannoni industriali e parcheggi, e verificando l'idoneità di aree non utilizzabili per altri scopi, ivi incluse le superfici agricole non utilizzabili, compatibilmente con le caratteristiche e le disponibilità delle risorse rinnovabili, delle infrastrutture di rete e della domanda elettrica, nonché tenendo in considerazione la dislocazione della domanda, gli eventuali vincoli di rete e il potenziale di sviluppo della rete stessa.



4. Conformemente ai principi e criteri stabiliti dai decreti di cui al comma 1, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore dei medesimi decreti, le Regioni e le Province autonome individuano con legge le aree idonee, anche con il supporto della piattaforma di cui all'articolo 21. Nel caso di mancata adozione della legge di cui al periodo precedente, ovvero di mancata ottemperanza ai principi, ai criteri e agli obiettivi stabiliti dai decreti di cui al comma 1, si applica l'articolo 41 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

5. In sede di individuazione delle superfici e delle aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili sono rispettati i principi della minimizzazione degli impatti sull'ambiente, sul territorio, sul patrimonio culturale e sul paesaggio, fermo restando il vincolo del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e tenendo conto della sostenibilità dei costi correlati al raggiungimento di tale obiettivo.

6. Non possono essere disposte moratorie ovvero sospensioni dei termini dei procedimenti di autorizzazione, nelle more dell'individuazione delle aree idonee.

7. Le aree non incluse tra le aree idonee non possono essere dichiarate non idonee all'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile, in sede di pianificazione territoriale ovvero nell'ambito di singoli procedimenti, in ragione della sola mancata inclusione nel novero delle aree idonee.

8. Nelle more dell'adozione dei decreti di cui al comma 1, sono considerate aree idonee, ai fini di cui al comma 1 del presente articolo:

- a) i siti ove sono già installati impianti della stessa fonte e in cui vengono realizzati interventi di modifica non sostanziale ai sensi dell'articolo 5, commi 3 e seguenti, del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28;
- b) le aree dei siti oggetto di bonifica individuate ai sensi dell'articolo 242-ter, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

Articolo 21 **(Piattaforma digitale per le Aree idonee)**

1. Per garantire un adeguato servizio di supporto alle Regioni e alle Province autonome nel processo di individuazione delle aree idonee e nelle attività di monitoraggio ad esso connesse, con decreto del Ministero della transizione ecologica da emanarsi entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono regolamentate le modalità di funzionamento di una piattaforma digitale realizzata presso il GSE con la finalità di includere tutte le informazioni e gli strumenti necessari alle Regioni e Province autonome per connettere ed elaborare i dati per la caratterizzazione e qualificazione del territorio, anche in relazione alle infrastrutture già realizzate e presenti, la stima del potenziale e la classificazione delle superfici e delle aree. La predetta piattaforma include i dati di monitoraggio di cui all'articolo 48. I dati sono trattati per le finalità istituzionali connesse e strumentali al servizio reso alle Regioni e Province autonome.

Articolo 22 **(Procedure autorizzative specifiche per le Aree Idonee)**



1. La costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nelle aree idonee sono disciplinati secondo le seguenti disposizioni:

- a) nei procedimenti di autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili su aree idonee, l'autorità competente in materia paesaggistica si esprime con parere obbligatorio non vincolante. Decorso inutilmente il termine per l'espressione del parere non vincolante, l'amministrazione competente provvede comunque sulla domanda di autorizzazione;
- b) i termini delle procedure di autorizzazione per impianti in aree idonee sono ridotti di un terzo.

Articolo 23

(Procedure autorizzative per impianti *off-shore* e individuazione aree idonee)

1. L'articolo 12, comma 3, ultimo periodo, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, è sostituito dal seguente: «Per gli impianti *off-shore* l'autorizzazione è rilasciata dal Ministero della transizione ecologica di concerto il Ministero delle infrastrutture e della mobilità sostenibili e sentito, per gli aspetti legati all'attività di pesca marittima, il Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali, nell'ambito del provvedimento adottato a seguito del procedimento unico di cui al comma 4, comprensivo del rilascio della concessione d'uso del demanio marittimo.».

2. Nel rispetto delle esigenze di tutela dell'ecosistema marino e costiero, dello svolgimento dell'attività di pesca, del patrimonio culturale e del paesaggio, nell'ambito della completa individuazione delle aree idonee per l'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile *off-shore*, sono considerate tali le aree individuate per la produzione di energie rinnovabili dal Piano di gestione dello spazio marittimo produzione di energia da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 5, comma 1 lettera c) del decreto legislativo 17 ottobre 2016 n. 201 e del 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. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto si provvede all'adozione del piano di cui al periodo precedente con le modalità di cui all'articolo 5, comma 5, del decreto legislativo 17 ottobre 2016 n. 201.

3. Nelle more dell'adozione del piano di gestione dello spazio marittimo di cui al comma 2 sono comunque considerate idonee:

- a) fatto salvo quanto stabilito dal decreto del Ministro dello sviluppo economico del 15 febbraio 2019 recante "Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 57 dell'8 marzo 2019, le piattaforme petrolifere in disuso e l'area distante 2 miglia nautiche da ciascuna piattaforma;
- b) i porti, per impianti eolici fino a 100 MW di potenza installata, previa eventuale variante del Piano regolatore portuale, ove necessaria, da adottarsi entro 6 mesi dalla presentazione della richiesta.

4. Nei procedimenti di autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili *off-shore*, localizzati nelle aree individuate ai sensi dei commi 2 e 3:



- a) l'autorità competente in materia paesaggistica si esprime con parere obbligatorio non vincolante individuando, ove necessario, prescrizioni specifiche finalizzate al migliore inserimento nel paesaggio e alla tutela di beni di interesse archeologico;
- b) i termini procedurali per il rilascio dell'autorizzazione sono ridotti di un terzo.

5. Nelle more dell'individuazione delle aree idonee, non possono essere disposte moratorie ovvero sospensioni dei termini dei procedimenti di autorizzazione per le domande già presentate.

6. Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto il Ministero della transizione ecologica di concerto con i Ministeri della cultura e delle infrastrutture e delle mobilità sostenibili, adotta le linee guida per lo svolgimento dei procedimenti di cui al presente articolo.

Articolo 24

(Semplificazione del procedimento autorizzativo e delle opere infrastrutturali funzionali alla produzione del biometano)

1. All'articolo 8-*bis*, del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, sono apportate le seguenti modificazioni:

- a) al comma 1, le parole: “le opere e le infrastrutture connesse» sono sostituite dalle seguenti: «le opere connesse e le infrastrutture necessarie alla costruzione e all'esercizio degli impianti, inclusa l'immissione del biometano in rete”.
- b) al comma 1, la lettera a) è sostituita dalla seguente:

“a) la procedura abilitativa semplificata per i nuovi impianti di capacità produttiva, come definita ai sensi dell'articolo 21, comma 2, non superiore a 500 *standard* metri cubi/ora;”;

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

“a-*bis*) una comunicazione all'autorità competente per gli interventi di parziale o completa riconversione alla produzione di biometano di impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione qualora le modifiche siano non sostanziali. In tal caso, entro novanta giorni dal ricevimento della comunicazione, l'autorità competente aggiorna l'autorizzazione rilasciata per esplicitare la quantità in termini di peso e la tipologia di materiale destinata esclusivamente alla produzione di biometano.”;

- d) al comma 1, lettera b) dopo le parole: “lettera a)” sono aggiunte le parole “e a-*bis*)”;

- e) dopo il comma 1 è inserito il seguente:

“1-*bis*. Nei casi di cui al comma 1, lettera a-*bis*), le modifiche si considerano non sostanziali se, rispetto alla situazione esistente, non determinano un incremento delle emissioni in atmosfera e se il sito interessato non è ampliato più del 25 per cento in termini di superficie occupata. Nel caso di modifiche sostanziali, l'interessato invia all'autorità competente la domanda di autorizzazione ai sensi del comma 1 e i termini procedurali per il rilascio della nuova autorizzazione sono ridotti della metà, fermo restando che il provvedimento finale dovrà esplicitare la quantità in termini di peso e la tipologia di materiale destinata esclusivamente alla produzione di biometano.”.



2. Il biometano, che rispetta le caratteristiche di cui all'articolo 3 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 2 marzo 2018, prodotto a partire da sostanze classificate come rifiuti ai sensi dell'art.183, comma 1, lettera a), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, cessa di essere qualificato come rifiuto ai sensi e per gli effetti dell'articolo 184-ter del medesimo decreto legislativo n. 152 del 2006.

Articolo 25

(Semplificazioni per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili al servizio di edifici)

1. Al fine di promuovere l'installazione di impianti per la produzione di energia rinnovabile per il riscaldamento e il raffrescamento negli edifici, favorendo la semplificazione e l'armonizzazione delle procedure autorizzative, si applicano le disposizioni di cui all'Allegato II del presente decreto.
2. I procedimenti pendenti alla data di entrata in vigore delle disposizioni di cui al presente articolo sono disciplinati dalla previgente disciplina, ferma restando per il proponente la possibilità di optare per la procedura semplificata di cui all'Allegato II del presente decreto.
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 di cui al comma 3 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. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto è abrogato l'articolo 7 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.



CAPO II

Regolamentazione tecnica e obblighi

Articolo 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 importanti di primo livello degli edifici esistenti, 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 il progettista evidenzi 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.
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. 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 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 180 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 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.

Articolo 27

(Obbligo di incremento dell'energia rinnovabile termica nelle forniture di energia)

1. Le società che effettuano vendita di energia termica a soggetti terzi per quantità superiori a 500 TEP annui, a decorrere dal 1° gennaio 2024 prevedono che una quota dell'energia venduta sia rinnovabile.

2. Con decreto del Ministro della transizione ecologica da emanarsi entro il 31 dicembre 2023 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;
- 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.

Articolo 28

(Accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine)



1. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto il Gestore dei Mercati Energetici – GME S.p.A. (di seguito: GME), al fine di assicurare un avvio graduale delle contrattazioni di lungo termine di energia rinnovabile, realizza una bacheca informatica, con lo scopo di promuovere l'incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula di tali contratti.
2. Tenuto conto dell'evoluzione del mercato dei contratti di lungo termine, della liquidità della domanda e dell'offerta, nonché di specifici rapporti di monitoraggio forniti dal GME, il Ministero della transizione ecologica può fornire indirizzi al GME stesso, affinché sia sviluppata una piattaforma di mercato organizzato, a partecipazione volontaria, per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili. La disciplina della piattaforma di mercato è approvata con decreto del Ministro della transizione ecologica, sentita l'ARERA, ai sensi dell'articolo 5, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
3. L'articolo 18 del decreto ministeriale 4 luglio 2019, pubblicato sulla G.U. Serie Generale n.186 del 9 agosto 2019, è abrogato.
4. Entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, la Concessionaria Servizi Informativi Pubblici – Consip S.p.A. (di seguito: Consip) definisce, con il supporto del GSE, uno o più strumenti di gara per la fornitura di energia da fonti rinnovabili alla Pubblica amministrazione attraverso schemi di accordo per la compravendita di energia elettrica di lungo termine. L'adesione agli schemi di accordo di cui al periodo precedente si aggiunge alle procedure di acquisto per forniture di energia elettrica da fonti rinnovabili definite da Consip, nell'ambito del piano d'azione nazionale sugli acquisti verdi della pubblica amministrazione.
5. Al fine di garantire l'aggregazione di più clienti finali e la partecipazione attiva dei consumatori, domestici e non domestici, connessi in bassa e media tensione, nell'acquisto di energia elettrica a lungo termine prodotta da impianti a fonti rinnovabili, l'ARERA, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, integra le linee guida in materia di gruppi di acquisto di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124, in modo da promuovere, fra le diverse modalità, anche l'approvvigionamento mediante contratti di lungo termine, anche per il tramite degli aggregatori indipendenti e prevedendo che i consumatori interessati ricevano adeguata assistenza informativa per l'adesione alla piattaforma di cui al comma 1.

Articolo 29 **(Requisiti e specifiche tecniche)**

1. Decorsi centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, gli impianti di produzione di energia termica da fonti rinnovabili che richiedono incentivi, comunque denominati, rispettano i requisiti minimi di cui all'Allegato IV.
2. A decorrere dalla data di cui al comma 1 sono abrogati l'articolo 10 e l'Allegato 2 al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.



TITOLO IV
AUTOCONSUMO, COMUNITA' ENERGETICHE RINNOVABILI E SISTEMI DI RETE

CAPO I

Configurazioni di autoconsumo e comunità energetiche rinnovabili

Articolo 30
(Autoconsumatori di energia rinnovabile)

1. Un cliente finale che diviene autoconsumatore di energia rinnovabile:

- a) produce e accumula energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo:
 - 1) realizzando un impianto di produzione a fonti rinnovabili direttamente interconnesso all'utenza del cliente finale. In tal caso, l'impianto dell'autoconsumatore di energia rinnovabile può essere di proprietà di un terzo o gestito da un terzo in relazione all'installazione, all'esercizio, compresa la gestione dei contatori, e alla manutenzione, purché il terzo resti soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore di energia rinnovabile. Il terzo non è di per sé considerato un autoconsumatore di energia rinnovabile;
 - 2) con uno o più impianti di produzione da fonti rinnovabili ubicati presso edifici o in siti diversi da quelli presso il quale l'autoconsumatore opera, fermo restando che tali edifici o siti devono essere nella disponibilità dell'autoconsumatore stesso. In tal caso, l'autoconsumatore può utilizzare la rete di distribuzione esistente per condividere l'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili e consumarla nei punti di prelievo nella titolarità dello stesso autoconsumatore.
- b) vende l'energia elettrica rinnovabile autoprodotta e offre servizi ancillari e di flessibilità, eventualmente per il tramite di un aggregatore.

2. Nel caso in cui più clienti finali si associno per divenire autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente:

- a) gli autoconsumatori devono trovarsi nello stesso edificio o condominio;
- b) ciascun autoconsumatore può produrre e accumulare energia elettrica rinnovabile con le modalità di cui al comma 1, ovvero possono essere realizzati impianti comuni;
- c) si utilizza la rete di distribuzione per condividere l'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili, anche ricorrendo a impianti di stoccaggio, con le medesime modalità stabilite per le comunità energetiche dei cittadini
- d) l'energia autoprodotta è utilizzata prioritariamente per i fabbisogni degli autoconsumatori e l'energia eccedentaria può essere accumulata e venduta anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, direttamente o mediante aggregazione;
- e) la partecipazione al gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente non può costituire l'attività commerciale e industriale principale delle imprese private.



Articolo 31 (Comunità energetiche rinnovabili)

1. I clienti finali, ivi inclusi i clienti domestici, hanno il diritto di organizzarsi in comunità energetiche rinnovabili, purché siano rispettati i seguenti requisiti:

- a) l'obiettivo principale della comunità è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi soci o membri o alle aree locali in cui opera la comunità e non quello di realizzare profitti finanziari;
- b) la comunità è un soggetto di diritto autonomo e l'esercizio dei poteri di controllo fa capo esclusivamente a persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali e autorità locali, ivi incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, del terzo settore e di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dall'Istituto Nazionale di Statistica (di seguito: ISTAT) secondo quanto previsto all'articolo 1, comma 3, della legge 31 dicembre 2009, n. 196, che sono situate nel territorio degli stessi Comuni in cui sono ubicati gli impianti per la condivisione di cui al comma 2, lettera a);
- c) per quanto riguarda le imprese, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l'attività commerciale e industriale principale;
- d) la partecipazione alle comunità energetiche rinnovabili è aperta a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili, fermo restando che l'esercizio dei poteri di controllo è detenuto dai soggetti aventi le caratteristiche di cui alla lettera b).

2. Le comunità energetiche rinnovabili di cui al comma 1 operano nel rispetto delle seguenti condizioni:

- a) fermo restando che ciascun consumatore che partecipa a una comunità può detenere impianti a fonti rinnovabili realizzati con le modalità di cui all'articolo 30 comma 1, lettera a), numero 1, ai fini dell'energia condivisa rileva solo la produzione di energia rinnovabile degli impianti che risultano nella disponibilità e sotto il controllo della comunità;
- b) l'energia autoprodotta è utilizzata prioritariamente per l'autoconsumo istantaneo in sito ovvero per la condivisione con i membri della comunità secondo le modalità di cui alla lettera c), mentre l'energia eventualmente eccedentaria può essere accumulata e venduta anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, direttamente o mediante aggregazione;
- c) i membri della comunità utilizzano la rete di distribuzione per condividere l'energia prodotta, anche ricorrendo a impianti di stoccaggio, con le medesime modalità stabilite per le comunità energetiche dei cittadini;
- d) gli impianti a fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica realizzati dalla comunità sono entrati in esercizio dopo la data di entrata in vigore del presente decreto legislativo, fermo restando la possibilità di adesione per impianti esistenti, sempre di produzione di energia elettrica rinnovabile, per una misura comunque non superiore al 30 per cento della potenza complessiva che fa capo alla comunità;
- e) i membri delle comunità possono accedere agli incentivi di cui al Titolo 3 alle condizioni e con le modalità ivi stabilite;
- f) nel rispetto delle finalità di cui al comma 1, lettera a) la comunità può produrre altre forme di energia da fonti rinnovabili finalizzate all'utilizzo da parte dei membri, può promuovere interventi integrati di domotica ed efficienza energetica, nonché offrire servizi di ricarica dei



veicoli elettrici ai propri membri e assumere il ruolo di società di vendita al dettaglio e può offrire servizi ancillari e di flessibilità.

Articolo 32 **(Modalità di interazione con il sistema energetico)**

1. I clienti finali organizzati in una delle configurazioni di cui agli articoli 30 e 31:

- a) mantengono i loro diritti di cliente finale, compreso quello di scegliere il proprio venditore;
- b) possono recedere in ogni momento dalla configurazione di autoconsumo, fermi restando eventuali corrispettivi concordati in caso di recesso anticipato per la compartecipazione agli investimenti sostenuti, che devono comunque risultare equi e proporzionati;
- c) regolano i rapporti tramite un contratto di diritto privato che tiene conto di quanto disposto alle lettere a) e b) e che individua univocamente un soggetto, responsabile del riparto dell'energia condivisa. I clienti finali partecipanti possono, inoltre, demandare a tale soggetto la gestione delle partite di pagamento e di incasso verso i venditori e il GSE.

2. Resta fermo che sull'energia prelevata dalla rete pubblica dai clienti finali, compresa quella condivisa, si applicano gli oneri generali di sistema ai sensi dell'articolo 6, comma 9, secondo periodo, del decreto-legge 30 dicembre 2016, n. 244 convertito, con modificazioni, dalla legge 27 febbraio 2017, n. 19.

3. Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'ARERA adotta i provvedimenti necessari a garantire l'attuazione delle disposizioni del presente Capo. La medesima Autorità, in particolare:

- a) nei casi in cui gli impianti di produzione e i punti di prelievo sono connessi alla porzione di rete di distribuzione sottesa alla stessa cabina primaria, individua, anche in via forfettaria, il valore delle componenti tariffarie disciplinate in via regolata, nonché di quelle connesse al costo della materia prima energia, che non risultano tecnicamente applicabili all'energia condivisa, in quanto energia istantaneamente autoconsumata sulla stessa porzione di rete;
- b) prevede modalità con le quali il rispetto del requisito di cui alla lettera a) sia verificato anche attraverso modalità veloci e semplificate, anche ai fini dell'accesso agli incentivi di cui all'articolo 8;
- c) individua le modalità con le quali i clienti domestici possono richiedere alle rispettive società di vendita, in via opzionale, lo scorporo in bolletta della quota di energia condivisa;
- d) adotta le disposizioni necessarie affinché i clienti finali che partecipano a una comunità energetica rinnovabile mantengono i diritti e gli obblighi derivanti dalla loro qualificazione come clienti finali ovvero come clienti domestici e non possono essere sottoposti, per il semplice fatto della partecipazione a una comunità, a procedure o condizioni ingiustificate e discriminatorie.

4. Fino all'adozione dei provvedimenti di cui al comma 3, continuano ad applicarsi le disposizioni adottate in attuazione dell'articolo 42-bis, comma 8, del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8.



Articolo 33
(Monitoraggio e analisi di sistema)

1. Ai fini di garantire un sistema di monitoraggio delle configurazioni realizzate in attuazione del presente Capo, anche in continuità con le attività avviate in attuazione dell'articolo 42-bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162 convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8:

- a) il GSE provvede a monitorare l'evoluzione dell'energia soggetta al pagamento degli oneri generali di sistema e delle diverse componenti tariffarie tenendo conto delle possibili traiettorie di crescita delle configurazioni di autoconsumo e dell'evoluzione del fabbisogno complessivo delle diverse componenti;
- b) la Società Ricerca sul sistema energetico - RSE S.p.A. (di seguito: RSE), anche in esito alle campagne di misura e monitoraggio già attivate in attuazione dell'articolo 42-bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, avvia una verifica degli effetti tecnici ed economici delle configurazioni e delle loro interazioni anche prospettiche con il sistema elettrico, individuando anche gli eventuali effetti sui costi di dispacciamento e sui criteri di allocazione dei servizi di rete.

2. Gli esiti delle attività di monitoraggio di cui al precedente comma 1 sono trasmessi con cadenza annuale al Ministero della transizione ecologica e all'ARERA, per l'adozione degli atti e dei provvedimenti di rispettiva competenza.



CAPO II

Reti di teleriscaldamento

Articolo 34

(Sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento)

1. Entro il 31 gennaio di ogni anno il GSE qualifica i sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti che rispettano i requisiti di cui all'articolo 2, comma 2, lettera tt) del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, con riferimento all'anno solare precedente. A tal fine, i gestori del servizio di teleriscaldamento o teleraffrescamento, su base volontaria, presentano apposita richiesta, nei tempi e nei modi resi disponibili dal GSE entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

2. Nell'ambito delle disposizioni per la regolazione del servizio di fornitura di energia tramite sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento, l'ARERA prevede una disciplina semplificata, da raccordare con quella adottata in attuazione dell'articolo 10, comma 17, lettera c) del decreto legislativo n. 102 del 2014, che agevoli il distacco da sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento non efficienti, qualora il soddisfacimento del fabbisogno energetico dell'utenza possa essere coperto con impianti che garantiscono un maggior risparmio di energia primaria non rinnovabile. Analoga possibilità è prevista nei meccanismi di promozione dell'efficienza energetica e del miglioramento della prestazione energetica degli edifici.

3. Le informazioni relative alla fatturazione per il servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento di cui all'Allegato 9, paragrafo 3, lettera b) del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, riportano in maniera esplicita la quota di energia rinnovabile che caratterizza la fornitura di energia oggetto della comunicazione, certificata tramite garanzie di origine. Il gestore del sistema di teleriscaldamento e teleraffrescamento rende altresì pubblica, sul proprio sito web, la quota di energia rinnovabile media annua sull'energia complessivamente distribuita dal suddetto sistema.



CAPO III

Reti elettriche, gas e reti idrogeno

Articolo 35

(Accelerazione nello sviluppo della rete elettrica)

1. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto legislativo, al fine di garantire un'accelerazione nel potenziamento della rete elettrica per accogliere le quote di produzione crescenti da fonti rinnovabili necessarie per il raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3, i gestori di rete:

- a) nella programmazione dello sviluppo di rete adottano criteri e modalità predittive della crescita attesa della produzione da fonti rinnovabili sul medio e lungo termine, in modo da programmare e avviare in tempi congrui gli interventi necessari;
- b) in attuazione del criterio di cui alla lettera a), nell'ambito degli aggiornamenti dei rispettivi piani di sviluppo adottano le opportune misure per dotare le aree idonee all'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile delle infrastrutture necessarie per la connessione degli impianti e per l'utilizzo dell'energia prodotta, anche anticipando le richieste di connessione su tali aree;
- c) in un'apposita sezione dei propri piani di sviluppo elaborano una pianificazione integrata secondo le logiche di cui alla lettera a) individuando gli interventi atti a garantire lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici necessarie per il raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3. A tal fine, i gestori di rete accedono alla Piattaforma unica nazionale di cui all'articolo 4, comma 7-bis, del decreto legge 18 aprile 2019, n. 32;
- d) Terna SpA, in una apposita sezione del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, tenendo conto dell'approccio di cui alla lettera a), nonché dei procedimenti di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti in corso, elabora una specifica pianificazione integrata e ottimizzata in riferimento alle reti off-shore, individuando in particolare gli interventi necessari al collegamento di impianti eolici off-shore, nonché le correlate necessità in termini di potenziamento delle infrastrutture di rete di on-shore.

2. L'ARERA provvede, ove necessario, ad aggiornare i propri provvedimenti in materia per dare attuazione a quanto disposto dal comma 1, prevedendo in particolare, per gli impianti di cui alla lettera c) di dimensioni superiori a 300 MW, la possibilità di realizzazione della connessione per sezioni e quote di potenza, ferma restando il rilascio, nei tempi stabiliti, della soluzione di connessione per l'intera potenza.

Articolo 36

(Regolamentazione del sistema di misura dell'energia elettrica da fonti rinnovabili per l'attribuzione degli incentivi)



1. Al fine di fornire maggiore certezza nella determinazione dei flussi economici correlati ai regimi di sostegno nel settore elettrico con uno o più provvedimenti dell'ARERA, sono individuate le modalità con le quali il GSE eroga gli incentivi nel settore elettrico, prevedendo in particolare:

- a) per i nuovi impianti, le modalità e le tempistiche con cui i gestori di rete, responsabili delle operazioni di gestione dei dati di misura dell'energia elettrica prodotta ed immessa in rete, trasmettono al GSE, attraverso la piattaforma di cui alla lettera g) del presente comma, i dati di misura effettivamente rilevati sugli impianti di produzione, funzionali allo stesso GSE per l'erogazione degli incentivi nel settore elettrico, stabilendo, ai soli fini della determinazione e del pagamento degli incentivi, un tempo massimo comunque non superiore a due anni rispetto a quello di effettiva produzione dell'impianto per la trasmissione e per l'eventuale rettifica;
- b) per gli impianti in esercizio, le modalità con le quali i gestori di rete possono rettificare le informazioni precedentemente trasmesse riferite a un periodo storico pari al massimo a cinque anni rispetto a quello di effettiva produzione dell'impianto di produzione, coerentemente con la determinazione delle partite economiche del dispacciamento;
- c) le modalità con le quali, anche attraverso algoritmi standardizzati, sono chiuse le partite pendenti riferite a misure mancanti, con particolare riguardo ai casi in cui il periodo sia superiore a quello indicato alla lettera b);
- d) i casi, le modalità e le condizioni al ricorrere dei quali, in alternativa ai dati di cui alla lettera a), i gestori di rete possono trasmettere, in via transitoria, la miglior stima disponibile di tali dati segnalando il carattere temporaneo delle informazioni e completando l'invio dei dati tempestivamente;
- e) le modalità con le quali il GSE effettua verifiche di congruità sui dati trasmessi dai gestori di rete rispetto alla producibilità attesa e alla potenza massima erogabile e segnala ai medesimi gestori tali incongruità per eventuali rettifiche, da effettuare entro un termine massimo, decorso il quale il GSE procede comunque all'erogazione degli incentivi sulla base dei dati trasmessi, che si intendono confermati sotto la responsabilità del distributore;
- f) disposizioni per la verifica del rispetto delle tempistiche per l'invio, da parte dei gestori di rete, dei dati di misura necessari per la corretta gestione degli incentivi nel settore elettrico. Per tale scopo, il GSE, entro il 30 settembre di ogni anno, trasmette all'ARERA e al Ministero della transizione ecologica un rapporto contenente informazioni e analisi sulla rilevazione e trasmissione dei dati da parte dei gestori di rete, con particolare riguardo alla tempistica e al livello di qualità;
- g) le modalità con le quali i dati delle misure di produzione e immissione degli impianti fornite dai gestori di rete per le finalità di cui al presente articolo confluiscono all'interno del Sistema informativo Integrato di cui all'articolo 1-bis del decreto legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito, con modificazioni, dalla legge 13 agosto 2010, n. 129. A tal fine, l'ARERA stabilisce le modalità con le quali ciascun consumatore, in qualità di consumatore attivo o autoconsumatore di energia da fonti rinnovabili, nonché i produttori e i soggetti abilitati, possono accedere, tramite un'unica interfaccia, ai dati di consumo e produzione, anche con riferimento all'energia condivisa all'interno di configurazioni di cui al Capo I del presente decreto legislativo;

2. Il Ministro della transizione ecologica stabilisce, con uno o più decreti, entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, le modalità con le quali sono disciplinati i rapporti fra Acquirente Unico S.p.A. e GSE e le modalità di accesso all'infrastruttura informatica, affinché sia garantito un incremento dei livelli di qualità del servizio, nonché una più rapida risposta nell'erogazione degli incentivi.



3. Nelle more dell'adozione degli atti e dei provvedimenti di cui al comma 1 del presente articolo, il GSE continua a erogare gli incentivi nel settore elettrico secondo la disciplina previgente.

Articolo 37 **(Ottimizzazione interconnessioni alla rete gas)**

1. Il decreto del Ministro dello sviluppo economico 27 febbraio 2013, recante "Regolamento, di cui all'articolo 16, comma 1 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, per la redazione del Piano decennale di sviluppo delle reti di trasporto di gas naturale", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 134 del 10 giugno 2013, è integrato per quanto riguarda le produzioni stimate relative agli impianti di biometano. Entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto legislativo, l'ARERA definisce i criteri in base ai quali l'impresa maggiore di trasporto formula una procedura per l'integrazione delle informazioni e delle soluzioni atte a ottimizzare le connessioni di detti impianti di biometano sulla rete del gas compresa le reti di distribuzione.

2. L'ARERA semplifica e aggiorna le proprie disposizioni inerenti le modalità e le condizioni per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas, includendo anche altre tipologie di gas rinnovabili ivi compreso l'idrogeno, anche in miscela.

Articolo 38 **(Semplificazioni per la costruzione ed esercizio di elettrolizzatori)**

1. La realizzazione di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno è autorizzata secondo le procedure seguenti:

- a) la realizzazione di elettrolizzatori con potenza inferiore alla soglia di 10 MW, ovunque ubicati, è attività in edilizia libera e non richiede il rilascio di uno specifico titolo abilitativo, fatta salva l'acquisizione degli atti di assenso, dei pareri, delle autorizzazioni o nulla osta da parte degli enti territorialmente competenti in materia paesaggistica, ambientale, di sicurezza e di prevenzione degli incendi e del nulla osta alla connessione da parte del gestore della rete elettrica ovvero del gestore della rete del gas naturale;
- b) gli elettrolizzatori e le infrastrutture connesse ubicati all'interno di aree industriali ovvero di aree ove sono situati impianti industriali anche non più operativi o in corso di dismissione, la cui realizzazione non comporti estensione delle aree stesse, né aumento degli ingombri in altezza rispetto alla situazione esistente e che non richiedano una variante agli strumenti urbanistici adottati, sono autorizzati mediante la procedura abilitativa semplificata di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;
- c) gli elettrolizzatori stand-alone e le infrastrutture connesse non ricadenti nelle tipologie di cui alle lettere a) e b) sono autorizzati tramite un'autorizzazione unica rilasciata:
 - 1) dal Ministero della transizione ecologica tramite il procedimento unico ambientale di cui all'articolo 27 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152, qualora tali progetti siano sottoposti a valutazione di impatto ambientale di competenza statale sulla base delle soglie individuate dall'Allegato 2 alla parte seconda del predetto decreto legislativo;



- 2) dalla Regione o Provincia Autonoma territorialmente competente nei casi diversi da quelli di cui al numero 1);
- d) gli elettrolizzatori da realizzare in connessione a impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili sono autorizzati nell'ambito dell'autorizzazione unica di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, rilasciata:
- 1) dal Ministero della transizione ecologica qualora funzionali a impianti di potenza superiore ai 300 MW termici o ad impianti di produzione di energia elettrica *off-shore*;
 - 2) dalla Regione o Provincia Autonoma territorialmente competente nei casi diversi da quelli di cui al punto 1).



TITOLO V
ENERGIA RINNOVABILE NEI TRASPORTI E CRITERI DI SOSTENIBILITA' PER
BIOCARBURANTI, BIOLIQUIDI E COMBUSTIBILI DA BIOMASSA

CAPO I

Energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti

Articolo 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, conformemente alla traiettoria indicata nel PNIEC, i singoli fornitori di benzina, diesel e metano sono obbligati a conseguire entro il 2030 una quota almeno pari al 16 per cento di fonti rinnovabili sul totale di carburanti immessi in consumo nell'anno di riferimento e calcolata sulla base del contenuto energetico. La predetta quota è calcolata, tenendo conto delle disposizioni specifiche dei successivi commi, come rapporto percentuale fra le seguenti grandezze:

- a) al denominatore: benzina, diesel, metano, biocarburanti e biometano ovvero biogas per trasporti immessi in consumo per il trasporto stradale e ferroviario;
- b) al numeratore: biocarburanti e biometano ovvero biogas per trasporti, carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica, anche quando utilizzati come prodotti intermedi per la produzione di carburanti convenzionali, e carburanti da carbonio riciclato, tutti considerati indipendentemente dal settore di trasporto in cui sono immessi.

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.

3. La quota di cui al comma 1 è raggiunta nel rispetto dei seguenti vincoli:

- a) la quota di biocarburanti avanzati e biometano ovvero biogas avanzati è pari almeno al 2,5 per cento dal 2022 e almeno all'8 per cento nel 2030;
- b) 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 2,5 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.



4. 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 di cui ai commi 1 e 2 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 della transizione ecologica, da emanarsi entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Con i medesimi decreti si provvede all'eventuale aggiornamento degli obiettivi di cui ai commi 1 e 2, 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).

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 che presentano una riduzione di emissioni gas serra lungo il ciclo di vita pari almeno al 70 per cento, calcolata con la metodologia stabilita con atto delegato di cui all'articolo 28, paragrafo 5 della direttiva (UE) 2018/2001. Fino all'adozione degli atti delegati tali carburanti sono in ogni caso conteggiati secondo quanto previsto al comma 5;
- c) i carburanti derivanti da carbonio riciclato presentano una riduzione di emissioni gas serra lungo il ciclo di vita pari almeno alla soglia indicata con atto delegato della Commissione di cui all'articolo 25, paragrafo 2 della direttiva (UE) 2018/2001 e calcolata con la metodologia stabilita con atto delegato di cui all'articolo 28, paragrafo 5 della direttiva (UE) 2018/2001. Fino all'adozione degli atti delegati tali carburanti non sono conteggiati.

6. Ai fini di cui al comma 1, per i carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto, prodotti utilizzando energia elettrica, la quota rinnovabile è conteggiata qualora l'energia elettrica sia ottenuta da un collegamento diretto a un impianto a fonti rinnovabili; in tal caso la quota rinnovabile conteggiabile è pari all'intero a condizione che detto impianto:

1. sia entrato in funzione contestualmente o successivamente all'impianto che produce i carburanti liquidi e gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica per il trasporto; e
2. non sia collegato alla rete ovvero sia collegato alla rete ma si possa dimostrare che l'energia elettrica in questione è stata fornita senza prelevare energia elettrica dalla rete.

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, tenuto conto di quanto previsto dal comma 11;
- b) ad eccezione dei combustibili prodotti a partire da colture alimentari e foraggere, il contributo dei carburanti forniti nel settore dell'aviazione e del trasporto marittimo è pari a 1,2 volte il loro contenuto energetico.

8. Fermo restando quanto previsto ai commi da 1 a 6 del presente articolo e dall'Allegato I, ai fini del calcolo dell'obiettivo complessivo di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti previsto dal PNIEC, l'elettricità fornita nel trasporto stradale e ferroviario è conteggiata nel rispetto dei criteri di cui al comma 8 e delle modalità di cui al comma 9.



9. La quota di energia elettrica rinnovabile rispetto all'energia elettrica complessiva fornita ai veicoli stradali e ferroviari è conteggiata come segue:

- a) qualora l'energia elettrica sia prelevata dalla rete, la quota rinnovabile conteggiabile è pari alla quota annuale totale di energia elettrica da fonti rinnovabili sui consumi totali nazionali due anni prima dell'anno in questione;
- b) qualora sia ottenuta da un collegamento diretto a un impianto di generazione di energia elettrica rinnovabile è conteggiata interamente come rinnovabile.

10. Il contributo dell'energia elettrica da fonte rinnovabile rispetto all'energia elettrica complessiva è pari a:

- a) 4 volte il suo contenuto energetico se fornita a veicoli stradali;
- b) 1,5 volte il suo contenuto energetico se fornita al trasporto ferroviario.

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*. 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, ad eccezione del comma 5-*sexies*, nonché l'Allegato I, parti 2 e 5 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, sono abrogati.

Articolo 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 dell'articolo 39, comma 1:

- 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 nei settori stradali e ferroviario nel 2020;
- 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. Con decreto del Ministero della transizione ecologica, da emanarsi entro centottanta giorni dall'adozione dei predetti atti delegati, viene individuata la traiettoria di decrescita lineare di tale limite fino ad azzerarsi entro il 31 dicembre 2030. 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) dal 2023 non è conteggiata la quota di biocarburanti e bioliquidi, nonché di combustibili da biomassa, prodotti a partire da olio di palma, fasci di frutti di olio di palma vuoti e acidi grassi derivanti dal trattamento dei frutti di palma da olio (PFAD), 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).

Articolo 41

(Altre disposizioni nel settore del trasporto)

1. Con decreto del Ministero della transizione ecologica, emanato, entro centottanta giorni dall'istituzione della banca dati dell'Unione europea per la tracciabilità di carburanti liquidi e gassosi per il trasporto di cui all'articolo 28, paragrafo 2, della direttiva (UE) 2018/2001, sono stabilite le modalità di partecipazione alla stessa banca dati da parte delle istituzioni nazionali e dei soggetti interessati. In particolare, sono previste adeguate forme e procedure di controllo della veridicità delle informazioni inserite nella banca dati dai soggetti privati, nonché adeguati strumenti di segnalazione delle irregolarità e dei dati non corrispondenti al vero.

2. I decreti di cui al precedente comma impongono agli operatori economici interessati di inserire in tale banca dati le informazioni sulle transazioni effettuate e sulle caratteristiche di sostenibilità di tali biocarburanti ammissibili, compresi i gas a effetto serra emessi durante il loro ciclo di vita, a partire dal loro luogo di produzione fino al fornitore di carburante che immette il carburante sul mercato. Ai fornitori di carburante è imposto l'inserimento in banca dati di tutte le informazioni necessarie per verificare il rispetto delle soglie percentuali di cui ai commi 1 e 2 dell'articolo 39 del presente decreto.

3. Il Ministero della transizione ecologica, anche su indicazione del Comitato di cui all'articolo 39, comma 10 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.

CAPO II

Criteri di sostenibilità

Articolo 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 agli obiettivi di cui all'articolo 3 e 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 5 a 10;
- b) i criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di cui al comma 11;



c) i criteri di efficienza energetica di cui ai commi 13 e 14.

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 20 MW che impiegano combustibili solidi da biomassa;
- b) di potenza termica nominale totale inferiore a 2 MW che impiegano combustibili gassosi da biomassa.

3. In ogni caso, l'accesso a nuovi regimi di sostegno da parte degli impianti di cui al presente comma, lettere a) e b) è condizionato al rispetto di criteri tecnici che assicurano una riduzione delle emissioni comparabile a quella prevista dal comma 11. Tali criteri sono stabiliti dai decreti istitutivi dei meccanismi di incentivazione.

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 90 giorni dalla 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 sono comunicate a ISPRA.

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;
- 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) fermi restando eventuali nuovi criteri adottati dalla Commissione europea, 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.

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 11.

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 torbiera 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.

10. 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 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;
- 4) la realizzazione della raccolta tenendo conto del mantenimento della qualità del suolo e della biodiversità con l'obiettivo di ridurre al minimo gli impatti negativi; e
- 5) che la raccolta mantenga o migliori la capacità produttiva a lungo termine delle foreste;

b) se non vi è evidenza rispetto a quanto previsto alla lettera a), sono attuati sistemi di gestione a livello di zona di approvvigionamento forestale che garantiscono le stesse condizioni elencate alla lettera a).

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) al 70 per cento per l'energia elettrica, il riscaldamento e il raffrescamento da combustibili da biomassa usati negli impianti entrati in esercizio dal 1° gennaio 2021 al 31 dicembre 2025 e all'80 per cento per gli impianti entrati in esercizio dal 1° gennaio 2026.

13. Ai fini di cui al comma 11 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 13, 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 del presente decreto è aggiornato il decreto ministeriale 14 novembre 2019. Nelle more dell'aggiornamento continua ad applicarsi il predetto decreto, limitatamente alle disposizioni non contrastanti con il presente decreto legislativo.

17. Le disposizioni del presente articolo, laddove applicabili, derogano alle previsioni di cui agli articoli 7-ter e 7-quinquies del decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66.

18. L'articolo 38 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 è abrogato a partire dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

Articolo 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 39 e 42, è certificata ogni partita di biocarburanti, bioliquidi, combustibili da biomassa, carburanti liquidi o gassosi di origine non biologica, carburanti derivanti 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.

2. Il Sistema nazionale 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, nonché tutte le informazioni previste dal decreto che disciplina il Sistema nazionale di certificazione di cui all'articolo 42, comma 15;
- 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 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 10, 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, bioliquidi e combustibili da biomassa per fornitore di combustibile sono pubblicate sul sito web del GSE su base annuale.

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 dall'entrata in vigore del presente decreto.

Articolo 44

(Calcolo dell'impatto dei gas a effetto serra dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei combustibili da biomassa)

1. La riduzione delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'uso di biocarburanti, di bioliquidi e di combustibili da biomassa ai fini dell'articolo 42, comma 11, è calcolata in uno dei modi seguenti:

- a) se l'Allegato VI, parte A o B, per quanto riguarda i biocarburanti e i bioliquidi, e l'Allegato VII, parte A per i combustibili da biomassa, fissano un valore standard per la riduzione delle emissioni



di gas a effetto serra associate alla filiera di produzione e se il valore per questi biocarburanti o bioliquidi calcolato secondo l'Allegato VI, parte C, punto 7, e per i combustibili da biomassa calcolato secondo l'Allegato VII, parte B, punto 7, è uguale o inferiore a zero, si utilizza detto valore standard;

- b) si utilizza il valore reale calcolato secondo la metodologia definita nell'Allegato VI, parte C, per quanto riguarda i biocarburanti e i bioliquidi, e nell'Allegato VII, parte B per i combustibili da biomassa;
- c) si utilizza un valore risultante dalla somma dei fattori delle formule di cui all'Allegato VI, parte C, punto 1, ove i valori standard disaggregati di cui all'Allegato VI, parte D o E, possono essere utilizzati per alcuni fattori e i valori reali calcolati secondo la metodologia definita nell'Allegato VI, parte C, sono utilizzati per tutti gli altri fattori;
- d) si utilizza un valore risultante dalla somma dei fattori delle formule di cui all'Allegato VII, parte B, punto 1, ove i valori standard disaggregati di cui all'Allegato VII, parte C, possono essere utilizzati per alcuni fattori e i valori reali calcolati secondo la metodologia definita nell'Allegato VII, parte B, sono utilizzati per tutti gli altri fattori.

2. Il Ministero della transizione ecologica può presentare alla Commissione europea una o più relazioni comprendenti informazioni sulle emissioni tipiche di gas a effetto serra derivanti dalla coltivazione delle materie prime agricole delle zone nel loro territorio classificate al livello 2 della nomenclatura delle unità territoriali per la statistica (NUTS) o a un livello NUTS più disaggregato conformemente al regolamento (CE) n. 1059/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 maggio 2003. Tali relazioni sono corredate dalla descrizione del metodo e dei dati utilizzati per calcolare il livello di emissioni che prenda in considerazione le caratteristiche del suolo, il clima e il rendimento atteso delle materie prime. I valori delle emissioni di gas a effetto serra così calcolati per ciascuna area NUTS e derivanti dalla coltivazione di materie prime agricole possono essere utilizzati in alternativa a quelli di cui al comma 1, purché siano approvati dalla Commissione europea mediante atti di esecuzione.

CAPO III

Disposizioni in materia di mobilità elettrica

Articolo 45

(Semplificazioni in materia di autorizzazione delle infrastrutture di ricarica)

1. Al fine di promuovere l'installazione di punti di ricarica dei veicoli elettrici, favorendo la semplificazione delle procedure autorizzative, all'articolo 57 del decreto-legge 16 luglio 2020 n. 76, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 settembre 2020, n. 120 sono apportate le seguenti modificazioni:

- a) il comma 1 è sostituito dal seguente:



“1. Ai fini del presente articolo, per infrastruttura di ricarica di veicoli elettrici si intende quella di cui all’articolo 2, comma 1, lettera e-ter) del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257.”;

b) il comma 3 è sostituito dal seguente:

“3. La realizzazione di infrastrutture di ricarica è effettuata secondo le modalità di cui al comma 14-*bis*, fermo restando il rispetto della normativa vigente in materia di sicurezza, la conformità alle disposizioni del codice della strada di cui al decreto legislativo 30 aprile 1992, n. 285, e del relativo regolamento di esecuzione e di attuazione di cui al decreto del Presidente della Repubblica 16 dicembre 1992, n. 495, in relazione al dimensionamento degli stalli di sosta ed alla segnaletica orizzontale e verticale. Resta fermo, in ogni caso, il rispetto delle norme per la realizzazione degli impianti elettrici, con particolare riferimento all’obbligo di dichiarazione di conformità e di progetto elettrico, ove necessario, in base alle leggi vigenti.”;

c) i commi 6, 7 e 8 sono sostituiti dai seguenti:

“6. I soggetti che acquistano o posseggono un veicolo elettrico, anche tramite meccanismi di noleggio a lungo termine, possono inserirne i dati sulla Piattaforma Unica Nazionale ai fini della richiesta di cui al comma 7, con particolare riguardo alla zona e all’indirizzo di residenza e di parcheggio abituale e all’eventuale disponibilità, in tali ambiti, di punti ricarica su suolo privato.

7. Con propri provvedimenti, adottati in conformità ai rispettivi ordinamenti, i comuni disciplinano la programmazione dell’installazione, della realizzazione e della gestione delle infrastrutture di ricarica a pubblico accesso, tenendo conto delle richieste di cui al comma 6. In tale ambito, i comuni possono prevedere, ove tecnicamente possibile, l’installazione di almeno un punto di ricarica ogni sei veicoli elettrici immatricolati in relazione ai quali non risultino presenti punti di ricarica disponibili nella zona indicata con la comunicazione di cui al comma 6 e nel caso in cui il proprietario abbia dichiarato di non disporre di accesso a punti di ricarica in ambito privato.

8. Per le finalità di cui al comma 7, i comuni possono consentire, anche a titolo non oneroso, la realizzazione e gestione di infrastrutture di ricarica a soggetti pubblici e privati, anche prevedendo una eventuale suddivisione in lotti. Resta fermo che un soggetto pubblico o privato può comunque richiedere al comune con le modalità di cui al comma 3-bis l’autorizzazione per la realizzazione e l’eventuale gestione delle infrastrutture di ricarica, anche solo per una strada o un’area o un insieme di esse.”;

d) al comma 9 le parole “canone di occupazione di suolo pubblico e della tassa per l’occupazione di spazi e aree pubbliche” sono sostituite, ovunque ricorrano, dalle seguenti: “canone di cui all’articolo 1 comma 816 della legge 27 dicembre 2019 n. 160”;

e) il comma 12 è sostituito dal seguente:

“12. L’ARERA, entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, definisce misure tariffarie applicabili a punti di prelievo di energia elettrica che alimentano infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, tenuto conto dell’obbligo di cui al comma 12-*ter*, nonché al fine di favorire la diffusione di veicoli alimentati ad energia elettrica assicurando lo sviluppo razionale ed efficiente delle reti elettriche e definendo, ove necessario, le modalità di misura dell’energia elettrica destinata alla ricarica.”;

f) dopo il comma 12, sono inseriti i seguenti:



“12-*bis*. Qualora le misure tariffarie di cui al comma 12 includano interventi che comportano uno sconto sulle componenti tariffarie da applicare a copertura degli oneri generali di sistema applicabili all’energia destinata alla ricarica, tali interventi sono efficaci qualora compatibili con la disciplina comunitaria in materia di aiuti di stato e hanno natura transitoria per il periodo strettamente necessario alla diffusione dei veicoli elettrici, definito con decreto del Ministero della transizione ecologica, sentita l’ARERA; con il medesimo decreto sono altresì valutate le eventuali modalità di copertura in caso di ammanco di gettito di oneri generali.

12-*ter*. Gli operatori dei punti di ricarica in luoghi accessibili al pubblico, di cui all’articolo 4 comma 9 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, che scelgono di avvalersi delle misure tariffarie di cui al comma 12 del presente articolo sono tenuti a trasferire il beneficio agli utilizzatori finali del servizio di ricarica, anche nei casi in cui ciò non sia già previsto da condizioni fissate dall’ente locale competente. “.

2. All’articolo 2, comma 1, del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, dopo la lettera e) sono aggiunte le seguenti:

“e-*bis*): dispositivo di ricarica: dispositivo in grado di erogare il servizio di ricarica mediante uno o più punti di ricarica, comunemente denominato “colonnina di ricarica”, o, in ambito domestico, “wallbox”.

e-*ter*): infrastruttura di ricarica: insieme di strutture, opere e impianti necessari alla realizzazione di aree di sosta dotate di uno o più punti di ricarica per veicoli elettrici. In particolare, l’infrastruttura di ricarica è composta da uno o più dispositivi di ricarica e dalle relative interconnessioni elettriche.

e-*quater*): stazione di ricarica: area adibita al servizio di ricarica di veicoli elettrici composta dagli stalli di sosta, dalle relative infrastrutture di ricarica nonché dagli elementi architettonici e edilizi funzionali al servizio di ricarica. Laddove realizzata su area pubblica o aperta al pubblico, garantisce un accesso non discriminatorio a tutti gli utenti; una stazione di ricarica è connessa alla rete di distribuzione di energia elettrica tramite un punto di connessione (POD) dotato di *smart meter* per la misura dell’energia elettrica complessivamente prelevata, inclusa quella eventualmente utilizzata per altri usi diversi dalla ricarica, e di quella eventualmente immessa.”.



TITOLO VI INFORMAZIONE, FORMAZIONE E GARANZIE DI ORIGINE

Capo I

Informazione, formazione e garanzie d'origine

Articolo 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 prodotto da fonti rinnovabili e 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;
- 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.

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 4:

- 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 previste dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, il GSE rilascia le garanzie di origine al produttore;
- c) con riferimento, agli impianti di produzione di biometano incentivati ai sensi decreto del Ministero dello sviluppo economico 2 marzo 2018, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, del 19 marzo 2018, n. 65, 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;
- 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 4, anche in relazione alla produzione da fonti rinnovabili realizzata da interventi che beneficiano dei certificati bianchi. Per gli impianti riconosciuti come operanti in cogenerazione ad alto rendimento che beneficiano del riconoscimento dei premi stabiliti all'articolo 8, comma 8, del decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012, recante "Attuazione dell'art. 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.

7. I produttori possono valorizzare economicamente le garanzie di origine all'interno di una piattaforma di scambio predisposta ed organizzata dal Gestore dei Mercati Energetici di cui all'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, in coerenza con le finalità e le modalità di cui al presente articolo.

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.

Articolo 47

(Sistemi di qualificazione degli installatori e soggetti abilitati all'attestazione della prestazione energetica degli edifici)

1. All'articolo 15 del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, il comma 1 è sostituito dai seguenti:

“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, non è richiesto il previo periodo di formazione di almeno quattro anni consecutivi alle dirette dipendenze di una impresa del settore.”



TITOLO VII DISPOSIZIONI FINALI

CAPO I

Monitoraggio, relazioni e controlli

Articolo 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.

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 n. 61 del 9 marzo 2020, e con il decreto del Ministro dello sviluppo economico e delle infrastrutture e dei trasporti 11 maggio 2015, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 162 del 15 luglio 2015.

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 Governance 2018/1999.

5. Per le finalità di cui ai punti precedenti il GSE realizza un'unica piattaforma informatica 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. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente articolo è abrogato l'articolo 40 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.



CAPO II

Disposizioni finali

Articolo 49

(Disposizioni specifiche per le Regioni a statuto speciale e per le Province autonome di Trento e Bolzano)

1. Sono fatte salve le competenze delle Regioni a statuto speciale e delle Province autonome di Trento e di Bolzano, che provvedono alle finalità del presente decreto legislativo ai sensi dei rispettivi statuti speciali e delle relative norme di attuazione.

Articolo 50

(Disposizioni finali e clausola di invarianza finanziaria)

1. L'allegato VIII, che costituisce parte integrante del presente decreto, è modificato per il recepimento degli aggiornamenti all'allegato IX della direttiva (UE) 2018/2001 con decreto del Ministro della transizione ecologica. I restanti allegati sono aggiornati con le modalità ordinarie di cui all'articolo 36, comma 1, della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

2. Dal presente decreto non devono derivare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

3. Per l'attuazione delle disposizioni del presente decreto, le amministrazioni interessate provvedono con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.



INDICE ALLEGATI

ALLEGATO I - Procedure di calcolo degli obiettivi (articolo 3, comma 4)

ALLEGATO II Disposizioni per la semplificazione delle procedure per l'installazione di impianti per le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica negli edifici (articolo 25)

ALLEGATO III Obblighi per i nuovi edifici, per gli edifici esistenti e per gli edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti (articolo 26)

ALLEGATO IV Requisiti minimi per gli impianti a fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento (articolo 29)

ALLEGATO V Contenuto energetico dei combustibili (articolo 39)

ALLEGATO VI Calcolo GHG per biocarburanti e bioliquidi (articolo 2)

ALLEGATO VII Calcolo GHG per combustibili da biomassa (articolo 2)

ALLEGATO VIII Materie prime *double counting* (articolo 2)



ALLEGATO I - Procedure di calcolo degli obiettivi

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.

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.

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 comma 1, lettera a) del presente paragrafo, 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, al netto della produzione di energia elettrica in centrali di pompaggio con il ricorso all'acqua precedentemente pompata a monte.

4. Negli impianti multicom bustibile (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 al paragrafo 3.

6. Ai fini del comma 1, lettera b), del presente paragrafo, 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 multicom bustibile 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 comma 1, lettera b) del presente paragrafo, 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.

9. Ai fini del comma 1, lettera b) del presente paragrafo, 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 comma 1, lettera c) del presente paragrafo, si applicano i requisiti seguenti:

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

2. 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, si applicano i criteri di calcolo descritti al paragrafo 1, fatto salvo quanto previsto dal comma 2 del presente paragrafo.

2. Ai fini del comma 1 del presente paragrafo, è possibile:

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

3. 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:

$$Q_{N(norm)} = C_N * \left[\sum_{i=N-14}^N \frac{Q_i}{C_i} \right] / 15$$

Dove:

N =anno di riferimento;

$Q_{N(norm)}$ =elettricità normalizzata generata da tutte le centrali idroelettriche nazionali nell'anno N, a fini di computo;

Q_i =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;



C_i =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:

$$Q_{N(norm)} = \frac{C_N + C_{N-1}}{2} * \frac{\sum_{i=N-n}^N Q_i}{\sum_{j=N-n}^N \left(\frac{C_j + C_{j-1}}{2} \right)}$$

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;

Q_i =quantità di elettricità, misurata in GWh, effettivamente generata nell'anno i da tutte le centrali eoliche nazionali on-shore;

C_j =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:

$$Q_{N(norm)} = \frac{C_N + C_{N-1}}{2} * \frac{\sum_{i=N-n}^N Q_i}{\sum_{j=N-n}^N \left(\frac{C_j + C_{j-1}}{2} \right)}$$

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;

Q_i =quantità di elettricità, misurata in GWh, effettivamente generata nell'anno i da tutte le centrali eoliche nazionali off-shore;

C_j =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.

4. 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:

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



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 $SPF > 1,15 * 1/\eta$ sarà preso in considerazione;

SPF = il fattore di rendimento stagionale medio stimato per tali pompe di calore;

η = 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.

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.



ALLEGATO II - Disposizioni per la semplificazione delle procedure per l'installazione di impianti per le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica negli edifici

1. Ambito di intervento

Finalità

Le presenti disposizioni disciplinano le procedure inerenti l'installazione, in ambito residenziale e terziario, di impianti o dispositivi tecnologici per l'efficienza energetica e per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili e si applicano su tutto il territorio nazionale.

In particolare:

- stabiliscono procedure semplificate volte a facilitare l'installazione, in ambito residenziale e terziario, di impianti o dispositivi tecnologici per l'efficienza energetica e per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili;
- assicurano l'attuazione omogenea e coordinata sul territorio nazionale delle suddette procedure;
- prevedono l'eventuale adeguamento dei modelli di comunicazione al fine di perseguire la semplificazione amministrativa.

Campo di applicazione

Le disposizioni di cui al presente Allegato si applicano ai casi di nuova installazione e/o sostituzione di impianti tecnologici destinati ai servizi di climatizzazione invernale e/o estiva e/o produzione di acqua calda sanitaria, indipendentemente dal vettore energetico utilizzato, in funzione anche delle tipologie di lavori individuate dal decreto interministeriale del 26 giugno 2015 concernente "Schema e modalità di riferimento per la compilazione della relazione tecnica di progetto energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi di prestazione energetica negli edifici".

In particolare, sono definite le procedure per la realizzazione degli interventi di installazione di impianti a fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento in edifici o unità immobiliari del settore residenziale adibiti a residenza e assimilabili o terziario secondo la classificazione prevista dall'articolo 3 del decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412.

Di seguito, per brevità, al posto di "edificio o unità immobiliare" può essere indicato solamente "edificio" o "immobile".

Ogni riferimento alla Comunicazione Inizio Lavori Asseverata (CILA), deve intendersi al modello unificato per edilizia e attività commerciali di cui all'accordo, siglato nella Conferenza Unificata del 4 maggio 2017, tra Governo, Regioni ed enti locali, pubblicato sulla Gazzetta ufficiale n. 128 del 5 giugno 2017 – Supplemento Ordinario n. 26.



2. Regime giuridico degli interventi

Il presente Capitolo disciplina il regime giuridico per gli interventi elencati nel seguito, suddivisi per tipologia di impianto, fatto salvo quanto disposto dai seguenti decreti:

- decreto legislativo 25 novembre 2016, n. 222 recante individuazione di procedimenti oggetto di autorizzazione, segnalazione certificata di inizio di attività (SCIA), silenzio assenso e comunicazione e definizione dei regimi amministrativi applicabili a determinate attività e procedimenti, ai sensi dell'articolo 5 della legge 7 agosto 2015, n. 124;
- decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42;
- decreto del Presidente della Repubblica 13 febbraio 2017, n. 31.

Pompe di calore

Gli interventi di installazione e sostituzione di pompe di calore:

- a) sono considerati attività di edilizia libera e sono eseguiti senza comunicazione da parte dell'interessato all'amministrazione comunale né titolo abilitativo quando:
 - i) riguardano pompe di calore con potenza termica utile nominale inferiore a 40 kW;
 - ii) sono ascrivibili al novero di interventi di manutenzione ordinaria di cui al decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380;
- b) sono eseguiti previa comunicazione, anche per via telematica, dell'inizio dei lavori da parte dell'interessato all'amministrazione comunale, asseverata da un tecnico abilitato ai sensi dell'articolo 6-bis, comma 2, del D.P.R. 380 del 2001, nei casi diversi da quelli di cui alla lettera a). Per tale comunicazione si utilizza il modulo di Comunicazione Inizio Lavori Asseverata (CILA), comprensiva dell'attestazione concernente l'autorizzazione paesaggistica e culturale ove richieste.

L'installazione di pompe di calore da parte di installatori qualificati, destinate unicamente alla produzione di acqua calda e di aria negli edifici esistenti e negli spazi liberi privati annessi, è considerata estensione dell'impianto idrico-sanitario già in opera.

Ove l'intervento ricada su un immobile sottoposto a vincoli culturali e paesaggistici, resta ferma la disciplina autorizzatoria prevista dal codice dei beni culturali e del paesaggio e dal decreto del Presidente della Repubblica 13 febbraio 2017, n. 31. Per quanto riguarda la disciplina autorizzatoria paesaggistica, gli interventi suddetti potranno essere ricondotti alle voci A 5 o B 7 di cui agli Allegati "A" e "B" del D.P.R. 31 del 2017, alle condizioni e nei limiti ivi stabiliti.

Generatori di calore

Gli interventi di installazione e sostituzione di generatori di calore:

- a) sono considerati attività di edilizia libera e sono eseguiti senza comunicazione da parte dell'interessato all'amministrazione comunale né titolo abilitativo quando sono ascrivibili al novero di interventi di manutenzione ordinaria di cui al D.P.R. 380 del 2001;
- b) sono eseguiti previa comunicazione, anche per via telematica, dell'inizio dei lavori da parte dell'interessato all'amministrazione comunale, asseverata da un tecnico abilitato ai sensi dell'articolo 6-bis, comma 2, del DPR 380 del 2001, nei casi diversi da quelli di cui alla lettera a). Per tale comunicazione si utilizza il modulo di Comunicazione Inizio Lavori Asseverata



(CILA), comprensiva dell'attestazione concernente l'autorizzazione paesaggistica e culturale ove richieste.

Ove l'intervento ricada su un immobile sottoposto a vincoli culturali e paesaggistici, resta ferma la disciplina autorizzatoria prevista dal codice dei beni culturali e del paesaggio e dal decreto del Presidente della Repubblica 13 febbraio 2017, n. 31. Per quanto riguarda la disciplina autorizzatoria paesaggistica, gli interventi suddetti, potranno essere ricondotti alle voci A 5 o B 7 di cui agli Allegati "A" e "B" del D.P.R. 31 del 2017, alle condizioni e nei limiti ivi stabiliti.

Collettori solari termici

Gli interventi di installazione di impianti solari:

- a) sono eseguiti senza comunicazione da parte dell'interessato all'amministrazione comunale né titolo abilitativo quando ascrivibili, ai sensi dell'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, a interventi di manutenzione ordinaria nel caso in cui l'impianto è aderente o integrato nei tetti degli edifici esistenti con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento dei tetti stessi. Nel caso di tetti a falda, l'impianto è aderente o integrato nei tetti con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda. I componenti dell'impianto non modificano la sagoma degli edifici stessi e la superficie dell'impianto non è superiore a quella del tetto su cui viene realizzato;
- b) sono eseguiti previa comunicazione, anche per via telematica, dell'inizio dei lavori da parte dell'interessato all'amministrazione comunale, asseverata da un tecnico abilitato ai sensi dell'articolo 6-bis, comma 2, del D.P.R. 380 del 2001, nei casi diversi da quelli di cui alla lettera a). Per tale comunicazione si utilizza il modulo di Comunicazione Inizio Lavori Asseverata (CILA), comprensiva dell'attestazione concernente l'autorizzazione paesaggistica e culturale ove richieste.

Ove l'intervento ricada su un immobile sottoposto a vincoli culturali e paesaggistici resta ferma la disciplina autorizzatoria prevista dal Codice dei beni culturali e del paesaggio e dal decreto del Presidente della Repubblica n. 31 del 2017. Per quanto riguarda la disciplina autorizzatoria paesaggistica, gli interventi di cui alle voci a) e b), potranno essere ricondotti alle voci A 6 o B 8 di cui agli Allegati "A" e "B" del D.P.R. 31 del 2017 alle condizioni e nei limiti ivi stabiliti.

Generatori ibridi

Gli interventi di installazione di generatori ibridi, composti almeno da una caldaia a condensazione a gas e da una pompa di calore e dotati di specifica certificazione di prodotto devono rispettare le prescrizioni contenute nel paragrafo relativo ai generatori di calore.

3. Modulistica

Al fine di minimizzare gli oneri a carico dei cittadini e delle imprese, per la realizzazione e l'esercizio degli impianti di cui al Capitolo 2 del presente Allegato, le amministrazioni competenti si adeguano alle disposizioni e adottano i modelli per la comunicazione di inizio lavori asseverata (CILA) ivi prevista.

Fatti salvi i casi di edilizia libera, ove non è necessaria comunicazione, hanno titolo a presentare i predetti modelli:



- a) i proprietari o nudi proprietari;
- b) i titolari di un diritto reale di godimento (usufrutto, uso abitazione);
- c) i delegati e/o procuratori dei soggetti di cui alle lettere a) e b). A titolo esemplificativo e non esaustivo:
 - i) i locatari o comodatari, con apposita delega di un soggetto di cui alla lettera a);
 - ii) i familiari conviventi del possessore o detentore di altri diritti reali o personali di godimento sull'immobile oggetto dell'intervento, con apposita delega di un soggetto di cui alla lettera a).

4. Monitoraggio

Al fine di monitorare lo stato di conseguimento degli obiettivi in materia di fonti rinnovabili, nel caso di installazione di impianti di cui al Capitolo 2 del presente Allegato, la CILA è trasmessa in copia al GSE.

Ove non sia prevista la presentazione della CILA, entro 60 giorni dall'installazione è trasmesso per via telematica al GSE un modulo semplificato di comunicazione contenente le informazioni relative all'impianto installato e all'edificio o unità immobiliare oggetto di installazione. Tale modulo è reso disponibile dal GSE entro 60 giorni dall'entrata in vigore del presente decreto.



ALLEGATO III - Obblighi per i nuovi edifici, per gli edifici esistenti e per gli edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti

1. Campo di applicazione

1. Il presente Allegato si applica agli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni importanti di primo livello che risultano energeticamente certificabili ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 26 giugno 2015 concernente adeguamento linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici, e per i quali la richiesta del titolo edilizio è presentata decorsi centottanta giorni dall'entrata in vigore del presente decreto.

2. Obblighi di utilizzo di impianti a fonti rinnovabili

1. Gli edifici di cui al paragrafo 1, punto 1, sono progettati e realizzati in modo da garantire, tramite il ricorso ad impianti alimentati da fonti rinnovabili, il contemporaneo rispetto della copertura del 50% dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria e del 50% della somma dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento.

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.

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:

$$P = 0,02 \cdot S$$

Dove 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 tengono 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 di cui ai precedenti punti 1 e 3 sono incrementati del 10%.

3. 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 predisponde linee guida volte ad agevolare l'applicazione del presente Allegato, contenenti esempi e calcoli numerici.

4. Casi di impossibilità tecnica di ottemperare all'obbligo

1. L'impossibilità tecnica di ottemperare, in tutto o in parte, 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.

2. Nei casi di cui al punto 1, 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 ($EP_{H,C,W,ren}$), inferiore al valore di energia primaria non rinnovabile limite ($EP_{H,C,W,ren,limite}$) 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 $EP_{H,C,W,ren,limite}$ di cui al punto 2 si determina il valore di $EP_{H,C,W,ren,rif,standard}$ (2019/21), per l'edificio di riferimento secondo quanto previsto dall'Allegato 1, 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, dotandolo delle tecnologie e delle efficienze medie dei sottosistemi di utilizzazione fornite nella Tabella 7 di 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, in corrispondenza dei parametri vigenti per gli anni 2019/2021.



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. 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.



ALLEGATO IV – Requisiti minimi per gli impianti a fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento

1. 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.

2. Requisiti minimi per gli impianti che accedono ad incentivi

Pompe di calore

1. Per le pompe di calore, l'accesso agli incentivi pubblici è consentito a condizione che le predette pompe di calore soddisfino i seguenti requisiti minimi:

- a) per le pompe di calore elettriche il coefficiente di prestazione istantaneo (COP) deve essere almeno pari ai valori indicati nella Tabella 1. La prestazione delle pompe deve essere dichiarata e garantita dal costruttore della pompa di calore sulla base di prove effettuate in conformità alla norma UNI EN 14511. Al momento della prova la pompa di calore deve funzionare a pieno regime, nelle condizioni indicate nella Tabella 1.

Tabella 1 - Coefficienti di prestazione minimi per pompe di calore elettriche

Tipo di pompa di calore	Ambiente esterno [°C]	Ambiente interno [°C]	COP	EER
Ambiente esterno/interno				
aria/aria	Bulbo secco all'entrata: 7 Bulbo umido all'entrata: 6	Bulbo secco all'entrata: 20 Bulbo umido all'entrata: 15	3,9 ¹	3,4
aria/acqua potenza termica utile riscaldamento ≤ 35 kW	Bulbo secco all'entrata: 7 Bulbo umido all'entrata: 6	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	4,1	3,8
aria/acqua potenza termica utile riscaldamento >35 kW	Bulbo secco all'entrata: 7 Bulbo umido all'entrata: 6	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	3,8	3,5
salamoia/aria	Temperatura entrata: 0	Bulbo secco all'entrata: 20 Bulbo umido all'entrata: 15	4,3	4,4
salamoia/ acqua	Temperatura entrata: 0	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	4,3	4,4
acqua/aria	Temperatura entrata: 10 Temperatura uscita: 7	Bulbo secco all'entrata: 20 Bulbo umido entrata: 15	4,7	4,4
acqua/acqua	Temperatura entrata: 10	Temperatura entrata: 30 Temperatura uscita: 35	5,1	5,1

¹ Per i soli sistemi di tipo rooftop il COP minimo è pari a 3,2.



- b) per le pompe di calore a gas il coefficiente di prestazione (GUE) deve essere almeno pari ai valori indicati nella seguente Tabella 2.

Tabella 2 - Coefficienti di prestazione minimi per pompe di calore a gas

Tipo di pompa di calore	Ambiente esterno [°C]	Ambiente interno [°C]	GUE_h
Ambiente esterno/interno			
aria/aria	Bulbo secco all'entrata: 7 Bulbo umido all'entrata : 6	Bulbo secco all'entrata: 20	1,46 ²
aria/acqua	Bulbo secco all'entrata: 7 Bulbo umido all'entrata : 6	Temperatura entrata: 30 ³	1,38
salamoia/aria	Temperatura entrata: 0	Bulbo secco all'entrata: 20	1,59
salamoia/ acqua	Temperatura entrata: 0	Temperatura entrata: 30 ⁷	1,47
acqua/aria	Temperatura entrata: 10	Bulbo secco all'entrata: 20	1,60
acqua/acqua	Temperatura entrata: 10	Temperatura entrata: 30 ⁷	1,56

Il valore minimo dell'indice di efficienza energetica (GUE_c) per pompe di calore a gas è pari a 0,6 per tutte le tipologie.

La prestazione deve essere dichiarata e garantita dal costruttore della pompa di calore 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 e 2 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;
- c) nel caso di pompe di calore a gas ad assorbimento, le emissioni in atmosfera di ossidi di azoto (NO_x espressi come NO₂), dovute al sistema di combustione, devono essere calcolate in conformità alla vigente normativa europea e devono essere inferiori a 120 mg/kWh (valore riferito all'energia termica prodotta);
- d) 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 NO₂), dovute al sistema di combustione, devono essere calcolate in conformità alla vigente normativa europea e devono essere inferiori a 240 mg/kWh (valore riferito all'energia termica prodotta);
- e) nel caso di pompe di calore elettriche o a gas dotate di variatore di velocità (inverter o altra tipologia), i pertinenti valori di cui alle tabelle 1 e 2 sono ridotti del 5%.

Generatori di calore a biomassa

1. L'accesso agli incentivi pubblici per i generatori di calore alimentati con biomassa è subordinato:

² Per i soli sistemi di tipo rooftop il GUE_h minimo è pari a 1,2.

³ Δt: pompe di calore ad assorbimento: temperatura di uscita di 40°C. Pompe di calore a motore endotermico: temperatura di uscita di 35°C



- a) nel caso di contestuale sostituzione di un altro impianto a biomasse, al conseguimento della certificazione ambientale con classe di qualità 4 stelle o superiore ai sensi del decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 7 novembre 2017, n.186;
- b) in tutti gli altri casi, al conseguimento della certificazione ambientale con classe di qualità 5 stelle ai sensi del medesimo decreto.

2. Per gli impianti e gli apparecchi a biomassa, l'accesso agli incentivi pubblici è consentito a condizione che soddisfino i seguenti requisiti minimi:

- 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) obbligo di installazione di un sistema di accumulo termico dimensionato secondo quanto segue:
 - per le caldaie con alimentazione manuale del combustibile, in accordo con quanto previsto dalla norma EN 303-5;
 - per le caldaie con alimentazione automatica del combustibile, prevedendo un volume di accumulo non inferiore a 20 dm³/kWt;
 - per le caldaie automatiche a pellet 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 costruttore e/o dal progettista.
 - iii) il combustibile utilizzato deve essere certificato da un organismo di certificazione accreditato che ne certifichi la conformità alla norma UNI EN ISO 17225 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;
 - iv) 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, solo nel caso in cui la condizione di cui al comma 1 risulti certificata anche per tali combustibili.
- b) Per le stufe ed i termocamini a pellet:
 - i) certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 14785;
 - 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.
- c) Per i termocamini a legna:
 - i) certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 13229;
 - ii) la legna utilizzata e certificata secondo la norma UNI EN ISO 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, solo nel caso in cui la condizione di cui al comma 1 risulti certificata anche per tali combustibili.

d) Per le stufe a legna:

- i) certificazione di un organismo accreditato che attesti la conformità alla norma UNI EN 13240;
- ii) la legna utilizzata e certificata secondo la norma UNI EN ISO 17225-5. Possono altresì essere utilizzate altre biomasse combustibili purché previste tra quelli indicate dall'Allegato X, Parte II, sezione 4, paragrafo 1, alla parte V del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni, solo nel caso in cui la condizione di cui al comma 1 risulti certificata anche per tali combustibili.

Collettori solari termici

1. Per gli interventi di installazione di collettori solari termici, l'accesso agli incentivi pubblici è consentito a condizione che soddisfino i requisiti minimi seguenti:

- 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 alla lettera 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 A_G , o di superficie degli specchi primari per i collettori lineari di Fresnel, 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, superiore ai seguenti valori minimi:
 - i) nel caso di collettori piani: maggiore di 300 kWh/m² anno, con riferimento alla località Würzburg;
 - ii) nel caso di collettori sottovuoto e collettori a tubi evacuati: maggiore di 400 kWh/m² anno, con riferimento alla località Würzburg;
 - iii) 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 norma UNI EN 12976, la producibilità 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 essere 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;
- f) gli accessori e i componenti elettrici ed elettronici sono garantiti almeno due anni;
- g) l'installazione dell'impianto è stata eseguita in conformità ai manuali di installazione dei principali componenti;



- h) per i collettori solari a concentrazione per i quali non è possibile l'ottenimento della certificazione Solar Keymark, tale certificazione, ai fini del presente decreto, è sostituita da un'approvazione tecnica rilasciata dall'ENEA;
- i) nel caso di collettori solari dotati di protezione automatica dall'eccesso di radiazione solare, per i quali non è possibile l'ottenimento della certificazione Solar Keymark e la certificazione è sostituita da un'approvazione tecnica rilasciata dall'ENEA, i valori di producibilità specifica di cui alla lettera c) sono ridotti del 10%;

2. L'energia termica prodotta in un anno per unità di superficie lorda, espressa in kWh/m²anno è calcolata come segue:

- a) per impianti solari realizzati con collettori piani o con collettori sottovuoto o collettori a tubi evacuati

$$Q_u = \frac{Q_{col}}{A_G}$$

- b) per impianti solari termici del tipo *factory made* per i quali è applicabile la sola norma EN 12976

$$Q_u = \frac{Q_L}{3,6 \cdot A_G}$$

- c) per impianti solari termici realizzati con collettori solari a concentrazione

$$Q_u = \frac{Q_{sol}}{A_G}$$

dove:

A_G = l'area lorda del singolo modulo di collettore/sistema solare così come definita nelle norme UNI EN ISO 9806 e UNI EN 12976 e riportata nella certificazione *Solar Keymark* o, equivalentemente, nell'attestazione rilasciata da ENEA per i collettori a concentrazione;

Q_{col} = è l'energia termica prodotta in un anno da un singolo modulo di collettore solare, espressa in kWh, il cui valore, relativo alla località di riferimento di Würzburg, è riportato nella certificazione *Solar Keymark*, scegliendo, a seconda del tipo di applicazione, la temperatura media di funzionamento del collettore (T_m) così come definita nella Tabella 3;

Q_L = è l'energia termica prodotta dal sistema solare *factory made* su base annuale, espressa in MJ, così come definita ai sensi della norma UNI EN 12976, il cui valore, relativo alla località di riferimento di Würzburg, è riportato nell'attestazione di conformità (*test report*) rilasciata da laboratorio accreditato. Poiché il suddetto *test report* riporta diversi valori di tale grandezza per diversi valori del carico termico giornaliero, ai fini del riconoscimento dell'incentivo va considerato il valore, tra quelli disponibili, corrispondente ad un carico termico giornaliero, espresso in litri/giorno, pari al volume del serbatoio solare o al volume ad esso più vicino;

Q_{sol} = è l'energia termica prodotta in un anno da un singolo modulo di collettore solare a concentrazione, espressa in kWh, il cui valore, relativo alla località di riferimento di Atene, è riportato nella certificazione *Solar Keymark* (ove applicabile) o nell'attestazione di conformità



rilasciata dall'ENEA, scegliendo, a seconda del tipo di applicazione, la temperatura media di funzionamento del collettore (T_m) così come definita nella Tabella 3.

Tabella 3 – Temperature medie di funzionamento in relazione alla destinazione del calore prodotto

Applicazione a cui è destinato il calore prodotto	T_m - Temperatura media di funzionamento
Produzione di acqua calda sanitaria	50 °C
Produzione combinata di a.c.s. e riscaldamento ambiente	
Produzione di calore di processo a bassa temperatura	75 °C
<i>Solar cooling</i> a bassa temperatura	
Produzione di calore di processo a media temperatura	150 °C
<i>Solar cooling</i> a media temperatura	

Generatori ibridi

1. Per gli interventi di installazione di impianti dotati di sistemi ibridi, l'accesso agli incentivi pubblici è consentito a condizione che soddisfino i requisiti minimi seguenti:

- a) il sistema ibrido è costituito da pompa di calore e caldaia a condensazione, espressamente realizzati e concepiti dal fabbricante per funzionare in abbinamento tra loro;
- b) il rapporto tra la potenza termica utile nominale della pompa di calore e la potenza termica utile nominale della caldaia è minore o uguale a 0,5;
- c) il COP/GUE della pompa di calore rispetta i limiti di cui al paragrafo 1.1;
- d) la caldaia è del tipo a condensazione e deve avere rendimento termico utile, a carico pari al 100% della potenza termica utile nominale (per le caldaie ad acqua con temperature minima e massima rispettivamente di 60 e 80 °C) maggiore o uguale a $93 + 2 \log(P_n)$, dove $\log(P_n)$ è il logaritmo in base 10 della potenza utile nominale del singolo generatore, dove per valori di P_n maggiori di 400 kW si applica il limite massimo corrispondente a 400 kW;
- e) per impianti di potenza utile della caldaia superiore a 100 kW, è stato adottato un bruciatore di tipo modulante, la regolazione climatica agisce direttamente sul bruciatore, è stata installata una pompa di tipo elettronico a giri variabili o sistemi assimilabili e che il sistema di distribuzione è messo a punto ed equilibrato in relazione alle portate.

Micro-cogeneratori

1. Per gli interventi di installazione di impianti dotati di micro-cogeneratori, l'accesso agli incentivi pubblici è consentito a condizione che soddisfino i requisiti minimi seguenti:

- a) l'intervento, sulla base dei dati di progetto, conduce a un risparmio di energia primaria (PES), come definito all'Allegato III del decreto del Ministro dello sviluppo economico 4 agosto 2011, pari almeno al 20%;
- b) tutta l'energia termica prodotta è utilizzata per soddisfare la richiesta termica per la climatizzazione degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria.



ALLEGATO V - CONTENUTO ENERGETICO DEI COMBUSTIBILI

Combustibile	Contenuto energetico in peso (Potere calorifico inferiore, MJ/kg)	Contenuto energetico in volume (Potere calorifico inferiore, MJ/l)
COMBUSTIBILI DA BIOMASSA E/O OPERAZIONI DI LAVORAZIONE DELLA BIOMASSA		
Biopropano	46	24
Olio vegetale puro (olio prodotto a partire da piante oleaginose mediante spremitura, estrazione o procedimenti analoghi, grezzo o raffinato ma chimicamente non modificato)	37	34
Biodiesel - estere metilico di acidi grassi (estere metilico prodotto da oli ottenuti da biomassa)	37	33
Biodiesel - estere etilico di acidi grassi (estere etilico prodotto da oli ottenuti da biomassa)	38	34
Biogas che può essere sottoposto a purificazione per ottenere una qualità analoga a quella del gas naturale	50	-
Olio 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	Contenuto energetico in volume
	(Potere calorifico inferiore, MJ/kg)	(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	16
Etanolo da fonti rinnovabili	27	21
Propanolo da fonti rinnovabili	31	25
Butanolo da fonti rinnovabili	33	27
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch (idrocarburo sintetico o miscela di idrocarburi sintetici destinati a essere usati come sostituti del diesel)	44	34
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch (idrocarburo sintetico o miscela di idrocarburi sintetici ottenuti da biomassa, destinati a essere usati come sostituti della benzina)	44	33
Carburante per aviazione sintetico Fischer-Tropsch (idrocarburo sintetico o miscela di idrocarburi sintetici ottenuti da biomassa, destinati a essere usati come sostituti del carburante per aviazione)	44	33
Gas di petrolio liquefatto sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch (idrocarburo sintetico o miscela di idrocarburi sintetici destinati ad essere usati come sostituti del gas di petrolio liquefatto)	46	24
DME (etere dimetilico)	28	19
Idrogeno da fonti rinnovabili	120	—
ETBE (etil-ter-butil-etere ottenuto da bioetanolo)	36 (di cui il 37 % da fonti rinnovabili)	27 (di cui il 37 % 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)
TAEF (ter-amil-etil-etere ottenuto dal bioetanolo)	38 (di cui il 29 % da fonti rinnovabili)	29 (di cui il 29 % da fonti rinnovabili)
TAEF (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-etero ottenuto interamente da biometanolo e bio-iso-amilene*)	36 (100% da rinnovabili)	28 (100% da rinnovabili)
THxEE (terz-esil-etil-etero ottenuto dall'etanolo)	38 (di cui il 25 % da fonti rinnovabili)	30 (di cui il 25 % da fonti rinnovabili)
THxME (terz-esil-metil-etero 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



ALLEGATO VI – REGOLE PER IL CALCOLO DELL'IMPATTO DEI GAS A EFFETTO SERRA DEI BIOCARBURANTI, DEI BIOLIQUIDI E DEI CARBURANTI FOSSILI DI RIFERIMENTO

A. Valori tipici e standard dei biocarburanti se prodotti senza emissioni nette di carbonio a seguito della modifica della destinazione d'uso dei terreni

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



Filiera di produzione del biocarburante	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico	Riduzione standard delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	53 %	46 %
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	37 %	24 %
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	67 %	67 %
etanolo da canna da zucchero	70 %	70 %
la frazione dell'etil-ter-butil-etero (ETBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del ter-amil-etil-etero (TAEE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	52 %	47 %
biodiesel da semi di girasole	57 %	52 %
biodiesel da soia	55 %	50 %
biodiesel da olio di palma (in impianti «open pond»)	33 %	20 %
biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	51 %	45 %
biodiesel da oli di cottura esausti	88 %	84 %



Filiera di produzione del biocarburante	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione standard delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	84 %	78 %
olio vegetale idrottrattato da semi di colza	51 %	47 %
olio vegetale idrottrattato da semi di girasole	58 %	54 %
olio vegetale idrottrattato da soia	55 %	51 %
olio vegetale idrottrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	34 %	22 %
olio vegetale idrottrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	53 %	49 %
olio idrottrattato da oli di cottura esausti	87 %	83 %
olio idrottrattato da colatura di grassi animali (**)	83 %	77 %
olio vegetale puro da semi di colza	59 %	57 %
olio vegetale puro da semi di girasole	65 %	64 %
olio vegetale puro da soia	63 %	61 %
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	40 %	30 %
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	59 %	57 %
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	98 %	98 %

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

(**) Si applica solo ai biocarburanti prodotti a partire da sottoprodotti di origine animale classificati come materiali di categoria 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, recante norme sanitarie relative ai sottoprodotti di origine animale e ai prodotti derivati non destinati al consumo umano e che abroga il regolamento (CE) n. 1774/2002, per i quali le emissioni relative all'igienizzazione nell'ambito della colatura non sono prese in considerazione.



B. Stima dei valori tipici e standard dei futuri biocarburanti non presenti sul mercato o presenti solo in quantità trascurabili al 2016 se prodotti senza emissioni nette di carbonio a seguito della modifica della destinazione d'uso dei terreni

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



C. Metodologia di calcolo delle emissioni di gas ad effetto serra

Parte A. Gas ad effetto serra

I gas a effetto serra presi in considerazione ai fini del calcolo di cui alla parte B sono: CO₂, N₂O e CH₄.

Ai fini del calcolo dell'equivalenza in CO₂, ai predetti gas sono associati i seguenti valori:

- CO₂ = 1;
- N₂O = 298;
- CH₄ = 25.

Parte B. Calcolo delle emissioni di gas ad effetto serra durante il ciclo di vita

1. Formula di calcolo

Le emissioni di gas a effetto serra provenienti dalla produzione e dall'uso di carburanti per il trasporto, biocarburanti e bioliquidi sono calcolate, con le precisazioni di cui al punto 3, secondo quanto riportato rispettivamente alle lettere a) e b):

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

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

dove:

E = totale delle emissioni derivanti dall'uso del carburante;

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

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

e_p = emissioni derivanti dalla lavorazione;

e_{td} = emissioni derivanti dal trasporto e alla distribuzione;

e_u = emissioni derivanti dal carburante al momento dell'uso;

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

e_{ccs} = riduzioni delle emissioni grazie alla cattura e al sequestro del CO₂;

e_{ccr} = riduzione delle emissioni grazie alla cattura e alla sostituzione del CO₂.

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

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

- i) per impianti che producono solo calore:

$$ECh = E/\eta_h$$

- ii) per impianti che producono solo energia elettrica:



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

dove:

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

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

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

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

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

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

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

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

dove:

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

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

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

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

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

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

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

$$C_h = (T_h - T_0)/T_h$$

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

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

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

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



Ai fini di tale calcolo si applicano le seguenti definizioni:

- «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 e raffrescamento;
- «domanda economicamente giustificabile»: una domanda non superiore al fabbisogno di calore o di freddo che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato.

Qualora il riscaldamento e il raffrescamento siano co-generati assieme all'energia elettrica le emissioni sono ripartite tra il calore e l'energia elettrica, indipendentemente dal fatto che l'energia termica sia utilizzata ai fini di effettivo riscaldamento o di raffrescamento⁴.

2. Unità di misura utilizzate e fattori di conversione

Le emissioni di gas a effetto serra da biocarburanti e da bioliquidi sono espresse come segue:

- a) le emissioni di gas a effetto serra derivanti dai biocarburanti, E, sono espresse in grammi equivalenti di CO₂ per MJ di carburante (gCO_{2eq}/MJ);
- b) le emissioni di gas a effetto serra dai bioliquidi, EC, sono espresse in termini di grammi equivalenti di CO₂ per MJ del prodotto energetico finale (calore o energia elettrica) (g CO_{2eq}/MJ).

Se le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime, ecc, sono espresse in unità gCO_{2eq}/t di materia prima solida la conversione in grammi equivalenti di CO₂ per MJ di carburante, g CO_{2eq}/MJ, è calcolata come segue:

$$e_{\text{combustibile a}} \left[\frac{\text{gCO}_{2\text{eq}}}{\text{MJ di combustibile}} \right] = \frac{e_{\text{ec materia prima a}} \left[\frac{\text{gCO}_{2\text{eq}}}{\text{t solida}} \right]}{\text{LHV a} \left[\frac{\text{MJ materia prima}}{\text{tonn materia prima solida}} \right]} \times \text{Fattore materia prima combustibile a} \times \text{Fattore attribuzione combustibile a}$$

dove:

Fattore materia prima combustibile a = Rapporto MJ materia prima necessaria per ottenere 1 MJ di combustibile

$$\text{Fattore attribuzione combustibile a} = \frac{\text{Energia nel combustibile}}{\text{Energia nel combustibile} + \text{Energia nei coprodotti}}$$

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

$$e_{\text{ec materia prima a}} \left[\frac{\text{gCO}_{2\text{eq}}}{\text{t solida}} \right] = \frac{e_{\text{ec materia prima a}} \left[\frac{\text{gCO}_{2\text{eq}}}{\text{t umida}} \right]}{(1 - \text{tenore umidità})}$$

La formula per il calcolo delle emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime, ecc, descrive i casi in cui la materia prima è convertita in biocarburante in un'unica fase. Per le catene di approvvigionamento più complesse, sono necessari

⁴ Il calore o il calore di scarto è utilizzato per generare il raffrescamento (aria o acqua raffrescata) attraverso sistemi frigoriferi ad assorbimento. Pertanto, è opportuno calcolare soltanto le emissioni associate al calore prodotto per MJ di calore, indipendentemente dal fatto che la destinazione finale del calore sia il riscaldamento o raffrescamento effettivo attraverso sistemi frigoriferi ad assorbimento.



adeguamenti per calcolare le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime per i prodotti intermedi.

3. Precisazioni formula di cui al punto 1

a) E_{ec} : emissioni provenienti dalla produzione di materia prima coltivata

Le emissioni derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie prime, e_{ec} , 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) E_{sca} : riduzioni delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola

Le riduzioni di emissioni di gas a effetto serra rese possibili da una migliore gestione agricola e_{sca} , come il passaggio a una ridotta aratura o a una semina senza aratura, una migliore rotazione delle colture, l'uso di colture di copertura, compresa la gestione dei residui delle colture, e l'utilizzo di ammendanti organici (ad es. compost, digestato della fermentazione del letame), sono prese in considerazione solo se sono forniti elementi di prova attendibili e verificabili che il carbonio nel suolo è aumentato o che è ragionevole attendersi che sia aumentato nel periodo di coltura delle materie prime considerate tenendo conto anche delle emissioni laddove tali pratiche comportino un maggiore impiego di erbicidi e fertilizzanti. 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) e_i : 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, e_i , sono calcolate ripartendo uniformemente il totale delle emissioni su 20 anni.

Per il calcolo di dette emissioni si applica la seguente formula:

$$e_i = (CSR - CSA) \times 3,664 \times 1/20 \times 1/P - e_b, ^5$$

dove:

⁵ 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;



e_1 = le emissioni annualizzate di gas a effetto serra risultanti da modifiche degli stock di carbonio dovute al cambiamento della destinazione del terreno (espresse in massa (grammi) equivalente di CO₂ per unità di energia prodotta (megajoules) dal biocarburante). I “terreni coltivati”⁶ e le “colture perenni”⁷ sono considerati un solo tipo di destinazione del terreno;

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 europei⁸. 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 europei⁹. 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);

e_B = 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 degradato¹⁰, 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) e_p : emissioni derivanti dalla lavorazione

Le emissioni derivanti dalla lavorazione, e_p , includono le emissioni dalla lavorazione stessa, dai rifiuti e dalle perdite, e dalla produzione di sostanze chimiche e prodotti utilizzati per la lavorazione,

⁶ Terreni coltivati quali definiti dal gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico (IPCC);

⁷ 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.

⁸ 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.

⁹ 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.

¹⁰ 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.



includere 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) e_{td}: emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione

Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione, e_{td}, comprendono le emissioni generate dal trasporto delle materie prime e dei prodotti semilavorati, e dallo stoccaggio e dalla distribuzione dei prodotti finiti. Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione considerate alla lettera a) non sono disciplinate dal presente punto.

f) e_u: emissioni derivanti dall'uso

Le emissioni del carburante al momento dell'uso, e_u, sono considerate pari a zero per i biocarburanti e i bioliquidi.

Le emissioni di gas ad effetto serra diversi dal CO₂ (N₂O e CH₄) del combustibile utilizzato sono incluse nel fattore e_u per i bioliquidi.

g) e_{ccs}: riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico del CO₂

La riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico del CO₂, e_{ccs}, che non sia già stata computata in e_p, 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) e_{ccr}: 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 biocarburante o bioliquido 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.

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, C_h, calcolato come segue:

$$C_h = (T_h - T_o) / T_h$$



dove:

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

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

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

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

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

Ai fini di tale calcolo si applicano le seguenti definizioni:

- «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 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 CH_4 e N_2O , 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 del calcolo, le emissioni da dividere sono: $e_{oc} + e_l + e_{sca}$ + le frazioni di e_p , e_{td} , e_{ccs} , ed e_{ccr} che intervengono fino alla fase, e nella fase stessa, del processo di produzione nella quale il co-prodotto è fabbricato. Se sono state attribuite emissioni a co-prodotti in precedenti fasi del processo nel ciclo di vita, in sostituzione del totale delle emissioni si utilizza solo la frazione delle emissioni attribuita nell'ultima fase del processo prima del prodotto combustibile intermedio.

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



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.

Parte C. Risparmio delle emissioni

Il risparmio conseguito rispettivamente da biocarburanti e da bioliquidi è calcolato come segue:

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

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

dove:

E_B = totale delle emissioni derivanti dal biocarburante;

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

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

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

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

dove:

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

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

Per i bioliquidi utilizzati nella produzione di energia elettrica, il carburante fossile di riferimento $EC_{F(e)}$ è 183 gCO_{2eq}/MJ.

Per i bioliquidi utilizzati nella produzione di calore utile, così come nella produzione di riscaldamento e/o raffrescamento, il carburante fossile di riferimento $EC_{F(h\&c)}$ è 80g CO_{2eq}/MJ.



D. Valori standard disaggregati per i biocarburanti e i bioliquidi

Tabella 1: Valori standard disaggregati per la coltivazione: «eec» comprese le emissioni di N₂O del suolo

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra -valore tipico (gCO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO ₂ eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero	9,6	9,6
etanolo da granturco	25,5	25,5
etanolo da altri cereali, escluso il granturco	27,0	27,0
etanolo da canna da zucchero	17,1	17,1
la frazione dell'ETBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del TAEE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	32,0	32,0
biodiesel da semi di girasole	26,1	26,1
biodiesel da soia	21,2	21,2
biodiesel da olio di palma	26,0	26,0
biodiesel da oli di cottura esausti	0	0
biodiesel dalla colatura di grassi animali*	0	0
olio vegetale idrotreatato da semi di colza	33,4	33,4
olio vegetale idrotreatato da semi di girasole	26,9	26,9
olio vegetale idrotreatato da soia	22,1	22,1
olio vegetale idrotreatato da olio di palma	27,3	27,3



Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra -valore tipico (gCO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO₂eq/MJ)
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	0	0
olio idrotrattato da colatura di grassi animali*	0	0
olio vegetale puro da semi di colza	33,4	33,4
olio vegetale puro da semi di girasole	27,2	27,2
olio vegetale puro da soia	22,2	22,2
olio vegetale puro da olio di palma	27,1	27,1
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	0	0

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



Tabella 2: Valori standard disaggregati per la coltivazione: «eec» – solo per le emissioni di N2O del suolo (esse sono già comprese nei valori disaggregati per le emissioni da coltivazione di cui alla Tabella 1)

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra -valore tipico (gCO2eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO2eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero	4,9	4,9
etanolo da granturco	13,7	13,7
etanolo da altri cereali, escluso il granturco	14,1	14,1
etanolo da canna da zucchero	2,1	2,1
la frazione dell'ETBE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del TAEE prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	17,6	17,6
biodiesel da semi di girasole	12,2	12,2
biodiesel da soia	13,4	13,4
biodiesel da olio di palma	16,5	16,5
biodiesel da oli di cottura esausti	0	0
biodiesel dalla colatura di grassi animali*	0	0
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	18,0	18,0
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	12,5	12,5
olio vegetale idrotrattato da soia	13,7	13,7
olio vegetale idrotrattato da olio di palma	16,9	16,9
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	0	0



Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra -valore tipico (gCO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO₂eq/MJ)
olio idrotrattato da colatura di grassi animali*	0	0
olio vegetale puro da semi di colza	17,6	17,6
olio vegetale puro da semi di girasole	12,2	12,2
olio vegetale puro da soia	13,4	13,4
olio vegetale puro da olio di palma	16,5	16,5
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	0	0

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



Tabella 3: Valori standard disaggregati per la lavorazione: «ep»

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra -valore tipico (gCO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO ₂ eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	18,8	26,3
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	9,7	13,6
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	13,2	18,5
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	7,6	10,6
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	27,4	38,3
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	15,7	22,0
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	20,8	29,1
etanolo da granturco, (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	14,8	20,8
etanolo da granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	28,6	40,1
etanolo da granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,8	2,6
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	21,0	29,3
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	15,1	21,1
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	30,3	42,5



Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra -valore tipico (gCO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO₂eq/MJ)
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,5	2,2
etanolo da canna da zucchero	1,3	1,8
la frazione dell'etil-ter-butil-etero (ETBE) prodotta da fonti rinnovabili	Analogia a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del ter-amil-etil-etero (TAE) prodotta da fonti rinnovabili	Analogia a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	11,7	16,3
biodiesel da semi di girasole	11,8	16,5
biodiesel da soia	12,1	16,9
biodiesel da olio di palma (in impianti «open pond»)	30,4	42,6
biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	13,2	18,5
biodiesel da oli di cottura esausti	9,3	13,0
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	13,6	19,1
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	10,7	15,0
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	10,5	14,7
olio vegetale idrotrattato da soia	10,9	15,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	27,8	38,9
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	9,7	13,6
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	10,2	14,3
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	14,5	20,3



Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra -valore tipico (gCO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra -valore standard (gCO₂eq/MJ)
olio vegetale puro da semi di colza	3,7	5,2
olio vegetale puro da semi di girasole	3,8	5,4
olio vegetale puro da soia	4,2	5,9
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	22,6	31,7
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	4,7	6,5
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	0,6	0,8

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

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



Tabella 4: Valori standard disaggregati per l'estrazione dell'olio (già compresi nei valori disaggregati ai fini delle emissioni da lavorazione riportate nella Tabella C)

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO₂eq/MJ)
biodiesel da semi di colza	3,0	4,2
biodiesel da semi di girasole	2,9	4,0
biodiesel da soia	3,2	4,4
biodiesel da olio di palma (in impianti open pond)	20,9	29,2
biodiesel da olio di palma (processo con cattura metano all'oleificio)	3,7	5,1
biodiesel da oli di cottura esausti	0	0
biodiesel dalla colatura di grassi animali*	4,3	6,1
olio vegetale idrottrattato da semi di colza	3,1	4,4
olio vegetale idrottrattato da semi di girasole	3,0	4,1
olio vegetale idrottrattato da soia	3,3	4,6
olio vegetale idrottrattato da olio di palma (in impianti open pond)	21,9	30,7
olio vegetale idrottrattato da olio di palma (processo con cattura metano all'oleificio)	3,8	5,4
olio idrottrattato da oli di cottura esausti	0	0
olio idrottrattato da colatura di grassi animali*	4,3	6,0
olio vegetale puro da semi di colza	3,1	4,4
olio vegetale puro da semi di girasole	3,0	4,2
olio vegetale puro da soia	3,4	4,7



Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO₂eq/MJ)
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti open pond)	21,8	30,5
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura metano all'oleificio)	3,8	5,3
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	0	0

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



Tabella 5: Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione: «etd»

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO ₂ eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,3	2,3
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,3	2,3
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	2,2	2,2
etanolo da granturco, (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	2,2	2,2
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	2,2	2,2
etanolo da canna da zucchero	9,7	9,7



Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO₂eq/MJ)
la frazione dell'etil-ter-butil-etero (ETBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del ter-amil-etil-etero (TAEE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	1,8	1,8
biodiesel da semi di girasole	2,1	2,1
biodiesel da soia	8,9	8,9
biodiesel da olio di palma (in impianti «open pond»)	6,9	6,9
biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	6,9	6,9
biodiesel da oli di cottura esausti	1,9	1,9
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	1,6	1,6
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	1,7	1,7
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	2,0	2,0
olio vegetale idrotrattato da soia	9,2	9,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	7,0	7,0
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	7,0	7,0
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	1,7	1,7
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	1,5	1,5
olio vegetale puro da semi di colza	1,4	1,4
olio vegetale puro da semi di girasole	1,7	1,7



Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO₂eq/MJ)
olio vegetale puro da soia	8,8	8,8
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	6,7	6,7
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	6,7	6,7
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	1,4	1,4

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

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



Tabella 6: Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione solo del carburante finale.

I seguenti valori sono già compresi nei valori della Tabella 5 ma utilizzabili dall'operatore economico che intenda dichiarare le emissioni effettive dei trasporti soltanto per il trasporto di cereali o di oli

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO₂eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	1,6	1,6
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	1,6	1,6
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	1,6	1,6
etanolo da granturco, (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	1,6	1,6
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6



Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO ₂ eq/MJ)
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	1,6	1,6
etanolo da canna da zucchero	6,0	6,0
la frazione dell'etil-ter-butil-etero (ETBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del ter-amil-etil-etero (TAEE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	1,3	1,3
biodiesel da semi di girasole	1,3	1,3
biodiesel da soia	1,3	1,3
biodiesel da olio di palma (in impianti «open pond»)	1,3	1,3
biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	1,3	1,3
biodiesel da oli di cottura esausti	1,3	1,3
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	1,3	1,3
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	1,2	1,2
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	1,2	1,2
olio vegetale idrotrattato da soia	1,2	1,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	1,2	1,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	1,2	1,2
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	1,2	1,2
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	1,2	1,2



Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO₂eq/MJ)
olio vegetale puro da semi di colza	0,8	0,8
olio vegetale puro da semi di girasole	0,8	0,8
olio vegetale puro da soia	0,8	0,8
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	0,8	0,8
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	0,8	0,8
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	0,8	0,8

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

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



Tabella 7: Totale per coltivazione, lavorazione, trasporto e distribuzione

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO ₂ eq/MJ)
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	30,7	38,2
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	21,6	25,5
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	25,1	30,4
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	19,5	22,5
etanolo da barbabietola da zucchero (escluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	39,3	50,2
etanolo da barbabietola da zucchero (incluso biogas da acque reflue, lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	27,6	33,9
etanolo da granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	48,5	56,8
etanolo da granturco, (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	42,5	48,5
etanolo da granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	56,3	67,8
etanolo da granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	29,5	30,3
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in caldaie convenzionali)	50,2	58,5
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (gas naturale come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	44,3	50,3
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (lignite come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	59,5	71,7
etanolo da altri cereali, escluso il granturco (residui forestali come combustibile di processo in impianti di cogenerazione (*))	30,7	31,4
etanolo da canna da zucchero	28,1	28,6



Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO ₂ eq/MJ)
la frazione dell'etil-ter-butil-etero (ETBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
la frazione del ter-amil-etil-etero (TAEE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione dell'etanolo	
biodiesel da semi di colza	45,5	50,1
biodiesel da semi di girasole	40,0	44,7
biodiesel da soia	42,2	47,0
biodiesel da olio di palma (in impianti «open pond»)	63,3	75,5
biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	46,1	51,4
biodiesel da oli di cottura esausti	11,2	14,9
biodiesel dalla colatura di grassi animali (**)	15,2	20,7
olio vegetale idrotrattato da semi di colza	45,8	50,1
olio vegetale idrotrattato da semi di girasole	39,4	43,6
olio vegetale idrotrattato da soia	42,2	46,5
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (in impianti «open pond»)	62,1	73,2
olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	44,0	47,9
olio idrotrattato da oli di cottura esausti	11,9	16,0
olio idrotrattato da colatura di grassi animali (**)	16,0	21,8
olio vegetale puro da semi di colza	38,5	40,0
olio vegetale puro da semi di girasole	32,7	34,3
olio vegetale puro da soia	35,2	36,9
olio vegetale puro da olio di palma (in impianti «open pond»)	56,4	65,5



Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra valore tipico (gCO ₂ eq/MJ)
olio vegetale puro da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	38,5	40,3
olio vegetale puro da oli di cottura esausti	2,0	2,2

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

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



E. Stima dei valori standard disaggregati per i futuri biocarburanti e bioliquidi non presenti sul mercato o presenti sul mercato solo in quantità trascurabili al 2016

Tabella 1: Valori standard disaggregati per la coltivazione: «eec» comprese le emissioni di N₂O (compresa la truciolatura di residui di legno o legno coltivato)

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO₂eq/MJ)
Etanolo da paglia di cereali	1,8	1,8
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	3,3	3,3
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	8,2	8,2
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	3,3	3,3
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	8,2	8,2
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	3,1	3,1
dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto autonomo	7,6	7,6
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	3,1	3,1
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	7,6	7,6
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,5	2,5
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,5	2,5
dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,5	2,5
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	2,5	2,5
la frazione dell'etere metilterbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	



Tabella 2: Valori standard disaggregati per le emissioni di N2O del suolo (già incluse nei valori standard disaggregati per le emissioni da coltivazione nella Tabella 1)

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO2eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO2eq/MJ)
Etanolo da paglia di cereali	0	0
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	4,4	4,4
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	4,4	4,4
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto autonomo	4,1	4,1
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	4,1	4,1
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
la frazione dell'etere metilterbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	



Tabella 3: Valori standard disaggregati per la lavorazione: «ep»

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Etanolo da paglia di cereali	4,8	6,8
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	0,1	0,1
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	0,1	0,1
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	0,1	0,1
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	0,1	0,1
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto autonomo	0	0
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	0	0
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	0	0
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	0	0
la frazione dell'etere metilterbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	



Tabella 4: Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione: «etd»

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Etanolo da paglia di cereali	7,1	7,1
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	12,2	12,2
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	8,4	8,4
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	12,2	12,2
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	8,4	8,4
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	12,1	12,1
dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto autonomo	8,6	8,6
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	12,1	12,1
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	8,6	8,6
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	7,7	7,7
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	7,9	7,9
dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	7,7	7,7
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	7,9	7,9
la frazione dell'etere metilterbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	



Tabella 5: Valori standard disaggregati per trasporto e distribuzione solo del carburante finale.

Tali valori sono già compresi nei valori della Tabella 4 ma utilizzabili dall'operatore economico che intende dichiarare le emissioni effettive dei trasporti soltanto per il trasporto di materie prime.

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



Tabella 6: Totale per coltivazione, lavorazione, trasporto e distribuzione

Filiera di produzione del biocarburante	Emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico (g CO₂eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra – Valore standard (g CO₂eq/MJ)
Etanolo da paglia di cereali	13,7	15,7
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	15,6	15,6
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	16,7	16,7
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da residui legnosi in impianto autonomo	15,6	15,6
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da legno coltivato in impianto autonomo	16,7	16,7
dimetiletere (DME) da residui legnosi in impianto autonomo	15,2	15,2
dimetiletere (DME) da legno coltivato in impianto autonomo	16,2	16,2
metanolo da residui legnosi in impianto autonomo	15,2	15,2
metanolo da legno coltivato in impianto autonomo	16,2	16,2
Diesel sintetico ottenuto da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	10,2	10,2
Benzina sintetica ottenuta da processo Fischer-Tropsch da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	10,4	10,4
dimetiletere (DME) da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	10,2	10,2
metanolo da gassificazione di liquor nero integrata con la produzione di pasta per carta	10,4	10,4
la frazione dell'etere metilterbutilico (MTBE) prodotta da fonti rinnovabili	analoga a quella della filiera di produzione del metanolo	



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

A. Valori tipici e standard delle riduzioni dei gas a effetto serra per i combustibili da biomassa se prodotti senza emissioni nette di carbonio a seguito della modifica della destinazione d'uso dei terreni

A1: Valori tipici e standard per i combustibili solidi da biomassa

Tabella 1: Truciolini di legno

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico		Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard	
		Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
Truciolini di legno da residui forestali	1-500 km	93 %	89 %	91 %	87 %
	500-2.500 km	89 %	84 %	87 %	81 %
	2.500-10.000 km	82 %	73 %	78 %	67 %
	Superiore a 10.000 km	67 %	51 %	60 %	41 %
Truciolini di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto)	2.500-10.000 km	77 %	65 %	73 %	60 %
Truciolini di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato)	1-500 km	89 %	83 %	87 %	81 %
	500-2.500 km	85 %	78 %	84 %	76 %
	2.500-10.000 km	78 %	67 %	74 %	62 %
	Superiore a 10.000 km	63 %	45 %	57 %	35 %
Truciolini di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato)	1-500 km	91 %	87 %	90 %	85 %
	500-2.500 km	88 %	82 %	86 %	79 %
	2.500-10.000 km	80 %	70 %	77 %	65 %
	Superiore a 10.000 km	65 %	48 %	59 %	39 %
Truciolini di legno da corteccia d'albero	1-500 km	93 %	89 %	92 %	88 %
	500-2.500 km	90 %	85 %	88 %	82 %
	2.500-10.000 km	82 %	73 %	79 %	68 %
	Superiore a 10.000 km	67 %	51 %	61 %	42 %



Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico		Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard	
		Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
Trucioli di legno da residui industriali	1-500 km	94 %	92 %	93 %	90 %
	500-2 500 km	91 %	87 %	90 %	85 %
	2 500-10 000 km	83 %	75 %	80 %	71 %
	Superiore a 10.000 km	69 %	54 %	63 %	44 %



Tabella 2: Pellet (*)

Sistema di produzione di combustibile da biomassa		Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico		Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard	
			Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali	Caso 1	1-500 km	58 %	37 %	49 %	24 %
		500-2.500 km	58 %	37 %	49 %	25 %
		2.500-10.000 km	55 %	34 %	47 %	21 %
		Superiore a 10.000 km	50 %	26 %	40 %	11 %
	Caso 2	1-500 km	77 %	66 %	72 %	59 %
		500-2.500 km	77 %	66 %	72 %	59 %
		2.500-10.000 km	75 %	62 %	70 %	55 %
		Superiore a 10.000 km	69 %	54 %	63 %	45 %
	Caso 3	1-500 km	92 %	88 %	90 %	85 %
		500-2.500 km	92 %	88 %	90 %	86 %
		2.500-10.000 km	90 %	85 %	88 %	81 %
		Superiore a 10.000 km	84 %	76 %	81 %	72 %
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto)	Caso 1	2.500-10.000 km	52 %	28 %	43 %	15 %
	Caso 2	2.500-10.000 km	70 %	56 %	66 %	49 %
	Caso 3	2.500-10.000 km	85 %	78 %	83 %	75 %
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato)	Caso 1	1-500 km	54 %	32 %	46 %	20 %
		500-10.000 km	52 %	29 %	44 %	16 %
		Superiore a 10.000 km	47 %	21 %	37 %	7 %
	Caso 2	1-500 km	73 %	60 %	69 %	54 %
		500-10.000 km	71 %	57 %	67 %	50 %
		Superiore a 10.000 km	66 %	49 %	60 %	41 %
	Caso 3	1-500 km	88 %	82 %	87 %	81 %
		500 -10.000 km	86 %	79 %	84 %	77 %
		Superiore a 10.000 km	80 %	71 %	78 %	67 %



Sistema di produzione di combustibile da biomassa		Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico		Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard	
			Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato)	Caso 1	1-500 km	56 %	35 %	48 %	23 %
		500-10.000 km	54 %	32 %	46 %	20 %
		Superiore a 10.000 km	49 %	24 %	40 %	10 %
	Caso 2	1-500 km	76 %	64 %	72 %	58 %
		500 -10.000 km	74 %	61 %	69 %	54 %
		Superiore a 10.000 km	68 %	53 %	63 %	45 %
	Caso 3	1-500 km	91 %	86 %	90 %	85 %
		500-10.000 km	89 %	83 %	87 %	81 %
		Superiore a 10.000 km	83 %	75 %	81 %	71 %
Corteccia d'albero	Caso 1	1-500 km	57 %	37 %	49 %	24 %
		500-2.500 km	58 %	37 %	49 %	25 %
		2.500-10.000 km	55 %	34 %	47 %	21 %
		Superiore a 10.000 km	50 %	26 %	40 %	11 %
	Caso 2	1-500 km	77 %	66 %	73 %	60 %
		500-2.500 km	77 %	66 %	73 %	60 %
		2.500-10.000 km	75 %	63 %	70 %	56 %
		Superiore a 10.000 km	70 %	55 %	64 %	46 %
	Caso 3	1-500 km	92 %	88 %	91 %	86 %
		500-2.500 km	92 %	88 %	91 %	87 %
		2.500-10.000 km	90 %	85 %	88 %	83 %
		Superiore a 10.000 km	84 %	77 %	82 %	73 %



Sistema di produzione di combustibile da biomassa		Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore tipico		Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra – Valore standard	
			Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali	Caso 1	1-500 km	75 %	62 %	69 %	55 %
		500-2.500 km	75 %	62 %	70 %	55 %
		2.500-10.000 km	72 %	59 %	67 %	51 %
		Superiore a 10.000 km	67 %	51 %	61 %	42 %
	Caso 2	1-500 km	87 %	80 %	84 %	76 %
		500-2.500 km	87 %	80 %	84 %	77 %
		2.500-10.000 km	85 %	77 %	82 %	73 %
		Superiore a 10.000 km	79 %	69 %	75 %	63 %
	Caso 3	1-500 km	95 %	93 %	94 %	91 %
		500-2.500 km	95 %	93 %	94 %	92 %
		2.500-10.000 km	93 %	90 %	92 %	88 %
		Superiore a 10.000 km	88 %	82 %	85 %	78 %

(*)

- Il caso 1 si riferisce ai processi in cui è utilizzata una caldaia a gas naturale per fornire il calore di processo all'impianto di pellettizzazione. L'energia elettrica per l'impianto di pellettizzazione è fornita dalla rete.
- Il caso 2 si riferisce ai processi in cui una caldaia alimentata con trucioli di legno preessiccati è utilizzata per fornire il calore di processo. L'energia elettrica per l'impianto di pellettizzazione è fornita dalla rete.
- Il caso 3 si riferisce ai processi in cui un impianto di cogenerazione alimentato con trucioli di legno preessiccati è utilizzato per fornire energia elettrica e termica all'impianto di pellettizzazione.



Tabella 3: Filiera agricola

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Riduzione delle emissioni digas a effetto serra - Valore tipico		Riduzione delle emissioni digas a effetto serra - Valore standard	
		Energia termica	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
Residui agricoli con densità <0,2 t/m ³ (*)	1-500 km	95 %	92 %	93 %	90 %
	500-2.500 km	89 %	83 %	86 %	80 %
	2.500-10.000 km	77 %	66 %	73 %	60 %
	Superiore a 10.000 km	57 %	36 %	48 %	23 %
Residui agricoli con densità >0,2 t/m ³ (**)	1-500 km	95 %	92 %	93 %	90 %
	500-2.500 km	93 %	89 %	92 %	87 %
	2.500-10.000 km	88 %	82 %	85 %	78 %
	Superiore a 10.000 km	78 %	68 %	74 %	61 %
Paglia in pellet	1-500 km	88 %	82 %	85 %	78 %
	500-10.000 km	86 %	79 %	83 %	74 %
	Superiore a 10.000 km	80 %	70 %	76 %	64 %
Bricchetti di bagassa	500-10.000 km	93 %	89 %	91 %	87 %
	Superiore a 10.000 km	87 %	81 %	85 %	77 %
Farina di palmisti	Superiore a 10.000 km	20 %	-18 %	11 %	-33 %
Farina di palmisti (senza emissioni di CH ₄ provenienti dall'oleificio)	Superiore a 10.000 km	46 %	20 %	42 %	14 %

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

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



A2: Valori tipici e standard per i combustibili gassosi da biomassa

Tabella 1: Biogas per la produzione di energia elettrica()*

Sistema di produzione di biogas		Soluzione tecnologica	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
Letame umido (1)	Caso 1	Digestato scoperto (2)	146 %	94 %
		Digestato coperto (3)	246 %	240 %
	Caso 2	Digestato scoperto	136 %	85 %
		Digestato coperto	227 %	219 %
	Caso 3	Digestato scoperto	142 %	86 %
		Digestato coperto	243 %	235 %
Pianta intera del granturco (4)	Caso 1	Digestato scoperto	36 %	21 %
		Digestato coperto	59 %	53 %
	Caso 2	Digestato scoperto	34 %	18 %
		Digestato coperto	55 %	47 %
	Caso 3	Digestato scoperto	28 %	10 %
		Digestato coperto	52 %	43 %
Biorifiuti	Caso 1	Digestato scoperto	47 %	26 %
		Digestato coperto	84 %	78 %
	Caso 2	Digestato scoperto	43 %	21 %
		Digestato coperto	77 %	68 %
	Caso 3	Digestato scoperto	38 %	14 %
		Digestato coperto	76 %	66 %

(*)

- Il caso 1 fa riferimento alle filiere in cui l'energia elettrica e termica necessarie al processo di produzione sono fornite dal motore dell'impianto di cogenerazione stesso.
- Il caso 2 si riferisce alle filiere in cui l'energia elettrica necessaria al processo è prelevata dalla rete e il calore di processo viene fornito dal motore dell'impianto di cogenerazione stesso. In alcuni Stati membri, gli operatori non sono autorizzati a chiedere sovvenzioni per la produzione lorda e il caso 1 è la configurazione più probabile.
- Il caso 3 si riferisce alle filiere in cui l'energia elettrica necessaria al processo è prelevata dalla rete e il calore di processo viene fornito da una caldaia a biogas. Questo caso si applica ad alcuni impianti in cui l'unità di cogenerazione non si trova in loco e il biogas è venduto (ma non trasformato in biometano)

- (1) I valori per la produzione di biogas dal letame comprendono emissioni negative per la riduzione delle emissioni dovuta alla gestione del letame non trattato. Il valore di e_{sca} considerato è pari a $-45 \text{ g CO}_{2eq}/\text{MJ}$ di letame utilizzato nella digestione anaerobica.
- (2) Lo stoccaggio scoperto di digestato comporta ulteriori emissioni di CH_4 e N_2O . L'entità di tali emissioni varia a seconda delle condizioni ambientali, dei tipi di substrato e dell'efficienza del processo di digestione.
- (3) Lo stoccaggio coperto significa che il digestato derivante dal processo di digestione è stoccato in un serbatoio a tenuta di gas e si considera che il biogas in eccesso liberato durante lo stoccaggio sia recuperato per la produzione di ulteriore energia elettrica o biometano. Nessuna emissione di gas a effetto serra è inclusa in tale processo.
- (4) Per «pianta intera del granturco» si intende il mais mietuto per foraggio e insilato per la conservazione.



Tabella 2: Biogas per la produzione di energia elettrica – miscele di letame e di granturco

Sistema di produzione di biogas		Soluzione tecnologica	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
Letame — Granturco 80 % - 20 %	Caso 1	Digestato scoperto	72 %	45 %
		Digestato coperto	120 %	114 %
	Caso 2	Digestato scoperto	67 %	40 %
		Digestato coperto	111 %	103 %
	Caso 3	Digestato scoperto	65 %	35 %
		Digestato coperto	114 %	106 %
Letame — Granturco 70 % - 30 %	Caso 1	Digestato scoperto	60 %	37 %
		Digestato coperto	100 %	94 %
	Caso 2	Digestato scoperto	57 %	32 %
		Digestato coperto	93 %	85 %
	Caso 3	Digestato scoperto	53 %	27 %
		Digestato coperto	94 %	85 %
Letame — Granturco 60 % - 40 %	Caso 1	Digestato scoperto	53 %	32 %
		Digestato coperto	88 %	82 %
	Caso 2	Digestato scoperto	50 %	28 %
		Digestato coperto	82 %	73 %
	Caso 3	Digestato scoperto	46 %	22 %
		Digestato coperto	81 %	72 %



Tabella 3: Biometano per trasporti(*)

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

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



Tabella 4: Biometano per trasporti- miscele di letame e granturco (*)

Sistema di produzione di biometano	Soluzioni tecnologiche	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico	Riduzione delle emissioni di gas a effetto serra - Valore standard
Letame - Granturco 80 % - 20 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico ¹¹	62 %	35 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico ¹²	78 %	57 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	97 %	86 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	113 %	108 %
Letame - Granturco 70 % - 30 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	53 %	29 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	69 %	51 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	83 %	71 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	99 %	94 %
Letame - Granturco 60 % - 40 %	Digestato scoperto, senza combustione dei gas di scarico	48 %	25 %
	Digestato scoperto, con combustione dei gas di scarico	64 %	48 %
	Digestato coperto, senza combustione dei gas di scarico	74 %	62 %
	Digestato coperto, con combustione dei gas di scarico	90 %	84 %

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

¹¹ Questa categoria comprende le seguenti categorie di tecnologie per l'upgrading del biogas in biometano: Lavaggio con acqua in pressione (PWS) quando l'acqua è riciclata, Adsorbimento per inversione di pressione (PSA), Scrubbing chimico, Assorbimento fisico con solventi organici (OPS), Purificazione mediante membrane e criogenica. Nessuna emissione di metano è considerata per questa categoria (l'eventuale metano viene bruciato nel gas di scarico).

¹² Questa categoria comprende le seguenti categorie di tecnologie per l'upgrading del biogas in biometano: Lavaggio con acqua in pressione (PWS) quando l'acqua è riciclata, Adsorbimento per inversione di pressione (PSA), Scrubbing chimico, Assorbimento fisico con solventi organici (OPS), Purificazione mediante membrane e criogenica. Nessuna emissione di metano è considerata per questa categoria (l'eventuale metano viene bruciato nel gas di scarico).



B. Metodologia di calcolo delle emissioni di gas ad effetto serra

Parte A. Gas ad effetto serra

I gas a effetto serra presi in considerazione ai fini del calcolo di cui alla lettera B sono: CO₂, N₂O e CH₄.

Ai fini del calcolo dell'equivalenza in CO₂, ai predetti gas sono associati i seguenti valori:

- CO₂ = 1;
- N₂O = 298;
- CH₄ = 25.

Parte B. Calcolo delle emissioni di gas ad effetto serra durante il ciclo di vita

1. Formula di calcolo

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

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

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

dove:

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

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

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

e_p = emissioni derivanti dalla lavorazione;

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

e_u = emissioni derivanti dal carburante al momento dell'uso;

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

e_{ccs} = riduzioni delle emissioni grazie alla cattura e al sequestro del CO₂; e

e_{ccr} = riduzione delle emissioni grazie alla cattura e alla sostituzione del CO₂.

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

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

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

dove:

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



definita miscela di substrati;

S_n = quota di materie prime n nel contenuto energetico;

E_n = le emissioni espresse in g CO₂/MJ per la filiera n come indicato nella parte D del presente Allegato (*).

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

dove:

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

W_n = fattore di ponderazione di substrato n definito come:

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

dove:

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

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

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

(*) Per il letame animale utilizzato come substrato, un bonus di 45 g CO₂eq/MJ di letame (- 54 kg CO₂eq/t di materia fresca) è aggiunto per la gestione migliorata dell'agricoltura e del letame.

(**) I seguenti valori di P_n sono utilizzati per calcolare i valori standard e i valori tipici:

- P(Granturco): 4,16 [MJbiogas/kg granturco umido @ 65 % umidità];
- P(Letame): 0,50 [MJbiogas/kg letame umido @ 90 % umidità];
- P(Biorifiuti): 3,41 [MJbiogas/kg biorifiuti umidi @ 76 % umidità].

(***) I seguenti valori di umidità standard per il substrato SM_n sono utilizzati:

- SM (Granturco): 0,65 [kg acqua/kg di materia fresca];
- SM (Letame): 0,90 [kg acqua/kg di materia fresca];
- SM (Biorifiuti): 0,76 [kg acqua/kg di materia fresca].

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

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

dove:

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

S_n = la quota di materie prime n, in frazione di input al digestore;

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

$e_{td, \text{ materia prima, n}}$ = le emissioni derivanti dal trasporto di materie prime n al digestore;

$e_{l,n}$ = le emissioni annualizzate risultanti da modifiche delle scorte di carbonio a seguito del cambiamento della destinazione d'uso dei terreni, per la materia prima n;

e_{sca} = la riduzione delle emissioni grazie a una migliore gestione agricola delle materie prime n (*);



e_p = le emissioni derivanti dalla lavorazione;

$e_{ul,prodotto}$ = le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione di biogas e/o biometano;

e_{it} = le emissioni derivanti dal combustibile al momento dell'uso, ossia i gas a effetto serra emessi durante la combustione;

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

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

(*) Per l'esca un bonus di 45 g CO₂ eq/MJ di letame viene attribuito per la gestione migliorata dell'agricoltura e del letame se il letame animale è usato come substrato per la produzione di biogas e biometano.

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

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

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

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

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

dove:

$ECh_{,el}$ = totale delle emissioni di gas a effetto serra dal prodotto energetico finale;

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

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

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

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

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

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

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

dove:

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

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



η_{el} = efficienza elettrica, definita come l'energia elettrica prodotta annualmente divisa per l'input annuale di combustibile in base al suo contenuto energetico;
 η_h = efficienza termica, definita come il calore utile prodotto annualmente diviso per l'input annuale di combustibile in base al suo contenuto energetico;
 C_{el} = frazione di exergia nell'energia elettrica, e/o meccanica, fissata al 100 % ($C_{el} = 1$).
 C_h = rendimento di Carnot (frazione di exergia nel calore utile);

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

$$C_h = (T_h - T_0) / T_h$$

dove

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

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

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

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

Ai fini del presente 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.

Qualora il riscaldamento e il raffrescamento siano co-generati assieme all'energia elettrica le emissioni sono ripartite tra il calore e l'energia elettrica, indipendentemente dal fatto che l'energia termica venga utilizzata per l'effettivo riscaldamento o raffrescamento¹³.

2. Unità di misura utilizzate e fattori di conversione

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

- a) le emissioni di gas a effetto serra derivanti da combustibili da biomassa, E, sono espresse in grammi equivalenti di CO₂ per MJ di combustibile da biomassa (g CO_{2eq}/MJ);
- b) le emissioni di gas a effetto serra da riscaldamento o energia elettrica, prodotti da combustibili da biomassa, EC, sono espresse in termini di grammi equivalenti di CO₂ per MJ del prodotto energetico finale (calore o energia elettrica), (gCO_{2eq}/MJ).

Se le emissioni di gas a effetto serra derivanti dall'estrazione o dalla coltivazione delle materie

¹³ Il calore o il calore di scarto è utilizzato per generare il raffrescamento (aria o acqua raffrescata) attraverso sistemi frigoriferi ad assorbimento. Pertanto, è opportuno calcolare soltanto le emissioni associate al calore prodotto per MJ di calore, indipendentemente dal fatto che la destinazione finale del calore sia il riscaldamento o raffrescamento effettivo attraverso sistemi frigoriferi ad assorbimento.



prime, e_{ec} , sono espresse in unità $g\ CO_2_{eq}/t$ di materia prima solida la conversione in grammi equivalenti di CO_2 per MJ di carburante, $g\ CO_2_{eq}/MJ$, è calcolata come segue:

$$E_{ec\ combustibile_a} \left[\frac{g\ CO_2_{eq}}{MJ\ combustibile} \right] = \frac{e_{ec\ materia\ prima_a} \left[\frac{g\ CO_2_{eq}}{t_{solida}} \right]}{LHV_a \left(\frac{MJ\ materia\ prima}{t\ materia\ prima\ solida} \right)} \text{ Fattore materia prima combustibile}_a * \text{ Fattore attribuzione combustibile}_a$$

Dove:

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

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

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

$$e_{ec\ materia\ prima_a} = \left[\frac{g\ CO_2_{eq}}{t_{solida}} \right] = \frac{e_{ec\ materia\ prima_a} \left[\frac{g\ CO_2_{eq}}{t_{umida}} \right]}{(1 - \text{tenore umidità})}$$

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

3. Precisazioni formula di cui al punto 1

a) E_{ec} : emissioni provenienti dalla produzione di materia prima coltivata

Le emissioni derivanti dall'estrazione, raccolta o coltivazione delle materie prime, e_{ec} , comprendono le emissioni derivanti dal processo stesso di estrazione, coltivazione o raccolta; dalla raccolta, essiccazione e conservazione delle materie prime, dai rifiuti e dalle perdite, e dalla produzione di sostanze chimiche o prodotti utilizzati nell'estrazione o nella coltivazione. Non si tiene conto della cattura di CO_2 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) E_{esca} : riduzioni delle emissioni grazie all'accumulo di carbonio nel suolo mediante una migliore gestione agricola

Le riduzioni di emissioni rese possibili da una migliore gestione agricola e_{esca} , come il passaggio a una ridotta aratura o a una semina senza aratura, una migliore rotazione delle colture, l'uso di colture di copertura, compresa la gestione dei residui delle colture, e l'utilizzo di ammendanti organici (ad es. compost, digestato della fermentazione del letame), sono prese in considerazione



solo se sono forniti elementi di prova attendibili e verificabili che il carbonio nel suolo è aumentato o che è ragionevole attendersi che sia aumentato nel periodo di coltura delle materie prime considerate tenendo conto anche delle emissioni laddove tali pratiche comportino un maggiore impiego di erbicidi e fertilizzanti. 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) e_1 : 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, e_1 , sono calcolate ripartendo uniformemente il totale delle emissioni su 20 anni. Per il calcolo di dette emissioni, si applica la seguente formula:

$$e_1 = (CSR - CSA) \times 3,664 \times 1/20 \times 1/P - e_B^{14}$$

dove:

e_1 = le emissioni annualizzate di gas a effetto serra risultanti da modifiche delle scorte di carbonio dovute al cambiamento della destinazione del terreno (espresse in massa equivalente di CO₂ per unità di energia prodotta dal combustibile da biomassa). I «terreni coltivati»¹⁵ e le «colture perenni»¹⁶ 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 europei¹⁷. 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 europei¹⁸. 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

¹⁴ 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.

¹⁵ Terreni coltivati quali definiti dal gruppo intergovernativo di esperti sul cambiamento climatico (IPCC);

¹⁶ Colture pluriennali il cui peduncolo non viene raccolto annualmente, quali il bosco ceduo a rotazione rapida e la palma da olio

¹⁷ 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.

¹⁸ 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.



data è anteriore;

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

e_B = bonus di 29 g CO_{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
- b) è pesantemente degradato¹⁹, 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) e_p : emissioni derivanti dalla lavorazione

Le emissioni derivanti dalla lavorazione, e_p , includono le emissioni dalla lavorazione stessa, dai rifiuti e dalle perdite, e dalla produzione di sostanze chimiche e prodotti utilizzati per la lavorazione, incluse le emissioni di 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) e_{td} : emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione

Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione, e_{td} , comprendono le emissioni generate dal trasporto delle materie prime e dei prodotti semilavorati, e dallo stoccaggio e dalla distribuzione dei prodotti finiti. Le emissioni derivanti dal trasporto e dalla distribuzione considerate alla lettera a) non sono disciplinate dal presente punto.

f) e_u : emissioni derivanti dall'uso

Le emissioni di CO₂ derivanti dal combustibile al momento dell'uso, e_u , sono considerate pari a zero per i combustibili da biomassa. Le emissioni di gas ad effetto serra diversi dal CO₂ (CH₄ e N₂O) derivanti dal combustibile utilizzato sono incluse nel fattore e_u .

g) e_{ccs} : riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico del CO₂

La riduzione di emissioni da cattura e stoccaggio geologico di CO₂, e_{ccs} , che non è già stata computata in e_p , 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

¹⁹ 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.



combustibile da biomassa, se lo stoccaggio rispetta i requisiti posti dalla direttiva 2009/31/CE.

h) e_{ccr} : riduzione di emissioni da cattura e sostituzione di CO₂

La riduzione delle emissioni da cattura e sostituzione di CO₂, e_{ccr} , è direttamente collegata alla produzione di combustibile da biomassa al quale le emissioni sono attribuite, ed è limitata alle emissioni evitate grazie alla cattura di CO₂ il cui carbonio proviene dalla biomassa e che viene usato in sostituzione della CO₂ ascrivibile ai combustibili fossili nella produzione di prodotti e servizi commerciali.

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, C_h , calcolato come segue:

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

dove:

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

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

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

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

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

Ai fini di tale calcolo si applicano le seguenti definizioni:

- «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.

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 del calcolo, le emissioni da dividere sono: eec + e l + esca + le frazioni di e p, e td, eccs, ed 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 dalla lettera c). Nessuna emissione è attribuita ai rifiuti e ai residui. I co-prodotti il cui contenuto energetico è negativo sono considerati aventi un contenuto energetico pari a zero ai fini del calcolo.

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.

Parte C. Risparmio delle emissioni

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

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

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

dove:

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

E_F(t) = totale delle emissioni derivanti dal carburante fossile di riferimento per trasporti.

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

$$\text{RIDUZIONE} = (ECF(h\&c,el) - ECB(h\&c,el))/ECF(h\&c,el),$$

dove:

ECB(h&c,el) = totale delle emissioni derivanti dal calore o energia elettrica;

ECF(h&c,el) = totale delle emissioni derivanti dal combustibile fossile di riferimento per



il calore utile o l'energia elettrica.

Per i combustibili da biomassa utilizzati nella produzione di energia elettrica, il valore del combustibile fossile di riferimento ECF(el) è 183 g CO_{2eq}/MJ di energia elettrica o 212 g CO_{2eq}/MJ di energia elettrica per le regioni ultraperiferiche.

Per i combustibili da biomassa utilizzati nella produzione di calore utile a scopo di riscaldamento e/o raffrescamento, il valore del combustibile fossile di riferimento ECF(h) è 80 g CO_{2eq}/MJ di calore.

Per i combustibili da biomassa utilizzati nella produzione di calore utile, laddove può essere comprovata una sostituzione fisica diretta del carbone, il valore del combustibile fossile di riferimento ECF(h) è 124 g CO_{2eq}/MJ di calore.

Per i combustibili da biomassa utilizzati per il trasporto, il valore del combustibile fossile di riferimento ECF(t) è 94 g CO_{2eq}/MJ.





C. Valori standard disaggregati per i combustibili da biomassa

C1: Valori standard disaggregati per i combustibili solidi da biomassa

Tabella 1: Truciolli di legno

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (gCO ₂ eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (gCO ₂ eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Truciolli di legno da residui forestali	1-500 km	0,0	1,6	3,0	0,4	0,0	1,9	3,6	0,5
	500-2.500 km	0,0	1,6	5,2	0,4	0,0	1,9	6,2	0,5
	2.500-10.000 km	0,0	1,6	10,5	0,4	0,0	1,9	12,6	0,5
	Superiore a 10.000 km	0,0	1,6	20,5	0,4	0,0	1,9	24,6	0,5
Truciolli di legno da bosco ceduo a corta rotazione (eucalittfo)	2.500-10.000 km	4,4	0,0	11,0	0,4	4,4	0,0	13,2	0,5
	1-500 km	3,9	0,0	3,5	0,4	3,9	0,0	4,2	0,5
	500-2.500 km	3,9	0,0	5,6	0,4	3,9	0,0	6,8	0,5
	2.500-10.000 km	3,9	0,0	11,0	0,4	3,9	0,0	13,2	0,5
Truciolli di legno da bosco ceduo a corta rotazione (pioppo - fertilizzato)	Superiore a 10.000 km	3,9	0,0	21,0	0,4	3,9	0,0	25,2	0,5
	1-500 km	2,2	0,0	3,5	0,4	2,2	0,0	4,2	0,5
	500-2.500 km	2,2	0,0	5,6	0,4	2,2	0,0	6,8	0,5
	2.500-10.000 km	2,2	0,0	11,0	0,4	2,2	0,0	13,2	0,5
Truciolli di legno da bosco ceduo - non fertilizzato)	Superiore a 10.000 km	2,2	0,0	21,0	0,4	2,2	0,0	25,2	0,5
	1-500 km	2,2	0,0	3,5	0,4	2,2	0,0	4,2	0,5
	500-2.500 km	2,2	0,0	5,6	0,4	2,2	0,0	6,8	0,5
	2.500-10.000 km	2,2	0,0	11,0	0,4	2,2	0,0	13,2	0,5



Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporti	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Truciolli di legno da cortecchia d'albero	1-500 km	1,1	0,3	3,0	0,4	1,1	0,4	3,6	0,5
	500-2.500 km	1,1	0,3	5,2	0,4	1,1	0,4	6,2	0,5
	2.500-10.000 km	1,1	0,3	10,5	0,4	1,1	0,4	12,6	0,5
	Superiore a 10.000 km	1,1	0,3	20,5	0,4	1,1	0,4	24,6	0,5
Truciolli di legno da residui legnosi industriali	1-500 km	0,0	0,3	3,0	0,4	0,0	0,4	3,6	0,5
	500-2.500 km	0,0	0,3	5,2	0,4	0,0	0,4	6,2	0,5
	2.500-10.000 km	0,0	0,3	10,5	0,4	0,0	0,4	12,6	0,5
	Superiore a 10.000 km	0,0	0,3	20,5	0,4	0,0	0,4	24,6	0,5



Tabella 2: Bricchetti o pellet di legno

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (gCO ₂ eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (gCO ₂ eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 1)	1-500 km	0,0	25,8	2,9	0,3	0,0	30,9	3,5	0,3
	500-2.500 km	0,0	25,8	2,8	0,3	0,0	30,9	3,3	0,3
	2.500-10.000 km	0,0	25,8	4,3	0,3	0,0	30,9	5,2	0,3
	Superiore a 10.000 km	0,0	25,8	7,9	0,3	0,0	30,9	9,5	0,3
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 2)	1-500 km	0,0	12,5	3,0	0,3	0,0	15,0	3,6	0,3
	500-2.500 km	0,0	12,5	2,9	0,3	0,0	15,0	3,5	0,3
	2.500-10.000 km	0,0	12,5	4,4	0,3	0,0	15,0	5,3	0,3
	Superiore a 10.000 km	0,0	12,5	8,1	0,3	0,0	15,0	9,8	0,3
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 3)	1-500 km	0,0	2,4	3,0	0,3	0,0	2,8	3,6	0,3
	500-2.500 km	0,0	2,4	2,9	0,3	0,0	2,8	3,5	0,3
	2.500-10.000 km	0,0	2,4	4,4	0,3	0,0	2,8	5,3	0,3
	Superiore a 10.000 km	0,0	2,4	8,2	0,3	0,0	2,8	9,8	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto — caso 1)	2.500-10.000 km	3,9	24,5	4,3	0,3	3,9	29,4	5,2	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto — caso 2)	2.500-10.000 km	5,0	10,6	4,4	0,3	5,0	12,7	5,3	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto — caso 3)	2.500-10.000 km	5,3	0,3	4,4	0,3	5,3	0,4	5,3	0,3



Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (gCO ₂ eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — fertilizzato — caso 1)	1-500 km	3,4	24,5	2,9	0,3	3,4	29,4	3,5	0,3
	500-10.000 km	3,4	24,5	4,3	0,3	3,4	29,4	5,2	0,3
	Superiore a 10.000 km	3,4	24,5	7,9	0,3	3,4	29,4	9,5	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — fertilizzato — caso 2)	1-500 km	4,4	10,6	3,0	0,3	4,4	12,7	3,6	0,3
	500-10.000 km	4,4	10,6	4,4	0,3	4,4	12,7	5,3	0,3
	Superiore a 10.000 km	4,4	10,6	8,1	0,3	4,4	12,7	9,8	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — fertilizzato — caso 3)	1-500 km	4,6	0,3	3,0	0,3	4,6	0,4	3,6	0,3
	500-10.000 km	4,6	0,3	4,4	0,3	4,6	0,4	5,3	0,3
	Superiore a 10.000 km	4,6	0,3	8,2	0,3	4,6	0,4	9,8	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — non fertilizzato — caso 1)	1-500 km	2,0	24,5	2,9	0,3	2,0	29,4	3,5	0,3
	500-2.500 km	2,0	24,5	4,3	0,3	2,0	29,4	5,2	0,3
	2.500-10.000 km	2,0	24,5	7,9	0,3	2,0	29,4	9,5	0,3
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — non fertilizzato — caso 2)	1-500 km	2,5	10,6	3,0	0,3	2,5	12,7	3,6	0,3
	500-10.000 km	2,5	10,6	4,4	0,3	2,5	12,7	5,3	0,3
	Superiore a 10.000 km	2,5	10,6	8,1	0,3	2,5	12,7	9,8	0,3



Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (g CO ₂ eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo — non fertilizzato— caso 3)	1-500 km	2,6	0,3	3,0	0,3	2,6	0,4	3,6	0,3
	500-10.000 km	2,6	0,3	4,4	0,3	2,6	0,4	5,3	0,3
	Superiore a 10.000 km	2,6	0,3	8,2	0,3	2,6	0,4	9,8	0,3
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 1)	1-500 km	1,1	24,8	2,9	0,3	1,1	29,8	3,5	0,3
	500-2.500 km	1,1	24,8	2,8	0,3	1,1	29,8	3,3	0,3
	2.500-10.000 km	1,1	24,8	4,3	0,3	1,1	29,8	5,2	0,3
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 2)	Superiore a 10.000 km	1,1	24,8	7,9	0,3	1,1	29,8	9,5	0,3
	1-500 km	1,4	11,0	3,0	0,3	1,4	13,2	3,6	0,3
	500-2.500 km	1,4	11,0	2,9	0,3	1,4	13,2	3,5	0,3
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 3)	2.500-10.000 km	1,4	11,0	4,4	0,3	1,4	13,2	5,3	0,3
	Superiore a 10.000 km	1,4	11,0	8,1	0,3	1,4	13,2	9,8	0,3
	1-500 km	1,4	0,8	3,0	0,3	1,4	0,9	3,6	0,3
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 1)	500-2.500 km	1,4	0,8	2,9	0,3	1,4	0,9	3,5	0,3
	2.500-10.000 km	1,4	0,8	4,4	0,3	1,4	0,9	5,3	0,3
	Superiore a 10.000 km	1,4	0,8	8,2	0,3	1,4	0,9	9,8	0,3
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 1)	1-500 km	0,0	14,3	2,8	0,3	0,0	17,2	3,3	0,3
	500-2.500 km	0,0	14,3	2,7	0,3	0,0	17,2	3,2	0,3
	2.500-10.000 km	0,0	14,3	4,2	0,3	0,0	17,2	5,0	0,3
Superiore a 10.000 km	0,0	14,3	7,7	0,3	0,0	17,2	9,2	0,3	



Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)				Emissioni di gas a effetto serra - valore standard (g CO ₂ eq/MJ)			
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 2)	1-500 km	0,0	6,0	2,8	0,3	0,0	7,2	3,4	0,3
	500-2.500 km	0,0	6,0	2,7	0,3	0,0	7,2	3,3	0,3
	2.500-10.000 km	0,0	6,0	4,2	0,3	0,0	7,2	5,1	0,3
	Superiore a 10.000 km	0,0	6,0	7,8	0,3	0,0	7,2	9,3	0,3
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 3)	1-500 km	0,0	0,2	2,8	0,3	0,0	0,3	3,4	0,3
	500-2.500 km	0,0	0,2	2,7	0,3	0,0	0,3	3,3	0,3
	2.500-10.000 km	0,0	0,2	4,2	0,3	0,0	0,3	5,1	0,3
	Superiore a 10.000 km	0,0	0,2	7,8	0,3	0,0	0,3	9,3	0,3



Tabella 3: Filiera agricola

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra (g CO ₂ eq/MJ) - Valore tipico			Emissioni di gas a effetto serra (g CO ₂ eq/MJ) - Valore standard				
		Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Coltivazione	Lavorazione	Trasporto e distribuzione	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato
Residui agricoli con densità < 0,2 t/m ³	1-500 km	0,0	0,9	2,6	0,2	0,0	1,1	3,1	0,3
	500-2.500 km	0,0	0,9	6,5	0,2	0,0	1,1	7,8	0,3
	2.500-10.000 km	0,0	0,9	14,2	0,2	0,0	1,1	17,0	0,3
	Superiore a 10.000 km	0,0	0,9	28,3	0,2	0,0	1,1	34,0	0,3
Residui agricoli con densità > 0,2 t/m ³	1-500 km	0,0	0,9	2,6	0,2	0,0	1,1	3,1	0,3
	500-2.500 km	0,0	0,9	3,6	0,2	0,0	1,1	4,4	0,3
	2.500-10.000 km	0,0	0,9	7,1	0,2	0,0	1,1	8,5	0,3
	Superiore a 10.000 km	0,0	0,9	13,6	0,2	0,0	1,1	16,3	0,3
Paglia in pellet	1-500 km	0,0	5,0	3,0	0,2	0,0	6,0	3,6	0,3
	500-10.000 km	0,0	5,0	4,6	0,2	0,0	6,0	5,5	0,3
	Superiore a 10.000 km	0,0	5,0	8,3	0,2	0,0	6,0	10,0	0,3
Bricchetti di bagassa	500-10.000 km	0,0	0,3	4,3	0,4	0,0	0,4	5,2	0,5
	Superiore a 10.000 km	0,0	0,3	8,0	0,4	0,0	0,4	9,5	0,5
Farina di palmisti	Superiore a 10.000 km	21,6	21,1	11,2	0,2	21,6	25,4	13,5	0,3
Farina di palmisti (senza emissioni di CH ₄ provenienti dall'oleificio)	Superiore a 10.000 km	21,6	3,5	11,2	0,2	21,6	4,2	13,5	0,3



CO₂: valori standard disaggregati per i combustibili gassosi da biomassa

Tabella 1: Biogas per la produzione di energia elettrica

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Tecnologia	VALORI TIPICI [g CO ₂ eq/MJ]					VALORI STANDARD [g CO ₂ eq/MJ]				
		Coltivazione	Trattamento	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Trasporto	Crediti per letame	Coltivazione	Trattamento	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Trasporto	Crediti per letame
caso 1	Digestato scoperto	0,0	69,6	8,9	0,8	-107,3	0,0	97,4	12,5	0,8	-107,3
	Digestato coperto	0,0	0,0	8,9	0,8	-97,6	0,0	0,0	12,5	0,8	-97,6
	Digestato scoperto	0,0	74,1	8,9	0,8	-107,3	0,0	103,7	12,5	0,8	-107,3
caso 2	Digestato coperto	0,0	4,2	8,9	0,8	-97,6	0,0	5,9	12,5	0,8	-97,6
	Digestato scoperto	0,0	83,2	8,9	0,9	-120,7	0,0	116,4	12,5	0,9	-120,7
caso 3	Digestato coperto	0,0	4,6	8,9	0,8	-108,5	0,0	6,4	12,5	0,8	-108,5

(1) I valori per la produzione di biogas dal letame comprendono emissioni negative per la riduzione delle emissioni dovute alla gestione del letame non trattato. Il valore di esca considerato è pari a -45 g CO₂eq/MJ di letame utilizzato nella digestione anaerobica.



Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Tecnologia	VALORI TIPICI [g CO ₂ eq/MJ]				VALORI STANDARD [g CO ₂ eq/MJ]					
		Coltivazione	Trattamento	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Trasporto	Crediti per letame	Coltivazione	Trattamento	Emissioni diverse dal CO ₂ derivanti dal combustibile utilizzato	Trasporto	Crediti per letame
caso 1	Digestato scoperto	15,6	13,5	8,9	0,0 ⁽²⁾	—	15,6	18,9	12,5	0,0	—
	Digestato coperto	15,2	0,0	8,9	0,0	—	15,2	0,0	12,5	0,0	—
	Digestato scoperto	15,6	18,8	8,9	0,0	—	15,6	26,3	12,5	0,0	—
	Digestato coperto	15,2	5,2	8,9	0,0	—	15,2	7,2	12,5	0,0	—
caso 3	Digestato scoperto	17,5	21,0	8,9	0,0	—	17,5	29,3	12,5	0,0	—
	Digestato coperto	17,1	5,7	8,9	0,0	—	17,1	7,9	12,5	0,0	—
caso 1	Digestato scoperto	0,0	21,8	8,9	0,5	—	0,0	30,6	12,5	0,5	—
	Digestato coperto	0,0	0,0	8,9	0,5	—	0,0	0,0	12,5	0,5	—
caso 2	Digestato scoperto	0,0	27,9	8,9	0,5	—	0,0	39,0	12,5	0,5	—
	Digestato coperto	0,0	5,9	8,9	0,5	—	0,0	8,3	12,5	0,5	—
caso 3	Digestato scoperto	0,0	31,2	8,9	0,5	—	0,0	43,7	12,5	0,5	—
	Digestato coperto	0,0	6,5	8,9	0,5	—	0,0	9,1	12,5	0,5	—

(1) Per «pianta intera del granoturco» si intende il mais mietuto per foraggio e insilato per la conservazione.

(2) Il trasporto di materie prime agricole all'impianto di trasformazione è, secondo la metodologia indicata nella relazione della Commissione al Consiglio e al Parlamento europeo del 25 febbraio 2010 sui criteri di sostenibilità relativamente all'uso di fonti da biomassa solida e gassosa per l'elettricità, il riscaldamento e il raffrescamento, incluso nei valori relativi alla «coltivazione». Il valore per il trasporto di insilati di mais rappresenta lo 0,4 g CO₂eq/MJ di biogas.



Tabella 2: Biometano

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

D. Totale dei valori tipici e standard per le filiere del combustibile da biomassa

D1: Totale dei valori tipici e standard per le filiere del combustibile solido da biomassa

Tabella 1: valori trucioli, bricchetti e pellet

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Trucioli di legno da residui forestali	1-500 km	5	6
	500-2.500 km	7	9
	2.500-10.000 km	12	15
	Superiore a 10.000 km	22	27
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto)	2.500-10.000 km	16	18
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato)	1-500 km	8	9
	500-2.500 km	10	11
	2.500-10.000 km	15	18
	Superiore a 10.000 km	25	30
Trucioli di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato)	1-500 km	6	7
	500-2.500 km	8	10
	2.500-10.000 km	14	16
	Superiore a 10.000 km	24	28
Trucioli di legno da corteccia d'albero	1-500 km	5	6
	500-2.500 km	7	8
	2.500-10.000 km	12	15
	Superiore a 10.000 km	22	27
Trucioli di legno da residui industriali	1-500 km	4	5
	500-2.500 km	6	7
	2.500-10.000 km	11	13
	Superiore a 10.000 km	21	25
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 1)	1-500 km	29	35
	500-2.500 km	29	35
	2.500-10.000 km	30	36
	Superiore a 10.000 km	34	41



Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 2)	1-500 km	16	19
	500-2.500 km	16	19
	2.500-10.000 km	17	21
	Superiore a 10.000 km	21	25
Bricchetti o pellet di legno da residui forestali (caso 3)	1-500 km	6	7
	500-2.500 km	6	7
	2.500-10.000 km	7	8
	Superiore a 10.000 km	11	13
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto - caso 1)	2.500-10.000 km	33	39
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto - caso 2)	2.500-10.000 km	20	23
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (eucalipto - caso 3)	2.500-10.000 km	10	11
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato - caso 1)	1-500 km	31	37
	500-10.000 km	32	38
	Superiore a 10 000 km	36	43
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato - caso 2)	1-500 km	18	21
	500-10 000 km	20	23
	Superiore a 10 000 km	23	27
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - fertilizzato - caso 3)	1-500 km	8	9
	500-10 000 km	10	11
	Superiore a 10 000 km	13	15



Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato - caso 1)	1-500 km	30	35
	500-10 000 km	31	37
	Superiore a 10 000 km	35	41
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato - caso 2)	1-500 km	16	19
	500-10 000 km	18	21
	Superiore a 10 000 km	21	25
Bricchetti o pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (pioppo - non fertilizzato - caso 3)	1-500 km	6	7
	500-10 000 km	8	9
	Superiore a 10 000 km	11	13
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 1)	1-500 km	29	35
	500-2.500 km	29	34
	2.500-10.000 km	30	36
	Superiore a 10.000 km	34	41
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 2)	1-500 km	16	18
	500-2.500 km	15	18
	2.500-10.000 km	17	20
	Superiore a 10.000 km	21	25
Bricchetti o pellet di legno da corteccia d'albero (caso 3)	1-500 km	5	6
	500-2.500 km	5	6
	2.500-10.000 km	7	8
	Superiore a 10.000 km	11	12



Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 1)	1-500 km	17	21
	500-2.500 km	17	21
	2.500-10.000 km	19	23
	Superiore a 10.000 km	22	27
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 2)	1-500 km	9	11
	500-2.500 km	9	11
	2.500-10.000 km	10	13
	Superiore a 10.000 km	14	17
Bricchetti o pellet di legno da residui legnosi industriali (caso 3)	1-500 km	3	4
	500-2.500 km	3	4
	da 2.500 a 10.000	5	6
	Superiore a 10.000 km	8	10

- Il caso 1 si riferisce ai processi in cui è utilizzata una caldaia a gas naturale per fornire il calore di processo all'impianto di pellettizzazione. L'energia elettrica è fornita all'impianto di pellettizzazione dalla rete;
- Il caso 2 si riferisce ai processi in cui è utilizzata una caldaia alimentata con trucioli di legno per fornire il calore di processo all'impianto di pellettizzazione. L'energia elettrica è fornita all'impianto di pellettizzazione dalla rete;
- Il caso 3 si riferisce ai processi in cui è utilizzato un impianto di cogenerazione alimentato con trucioli di legno per fornire l'energia elettrica e termica all'impianto di pellettizzazione.



Tabella 2: filiera agricola

Sistema di produzione di combustibile da biomassa	Distanza di trasporto	Emissioni di gas a effetto serra - Valore tipico (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra - Valore standard (g CO ₂ eq/MJ)
Residui agricoli con densità < 0,2 t/m ³ (1)	1-500 km	4	4
	500-2.500 km	8	9
	2.500-10.000 km	15	18
	Superiore a 10.000 km	29	35
Residui agricoli con densità < 0,2 t/m ³ (2)	1-500 km	4	4
	500-2.500 km	5	6
	2.500-10.000 km	8	10
	Superiore a 10.000 km	15	18
Paglia in pellet	1-500 km	8	10
	500-10.000 km	10	12
	Superiore a 10.000 km	14	16
Bricchetti di bagassa	500-10.000 km	5	6
	Superiore a 10.000 km	9	10
Farina di palmisti	Superiore a 10.000 km	54	61
Farina di palmisti (senza emissioni di CH ₄ provenienti dall'oleificio)	Superiore a 10.000 km	37	40

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

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



D2: Totale dei valori tipici e standard per le filiere del combustibile gassoso da biomassa

Tabella 1: Valori tipici e standard di biogas per la produzione di energia elettrica

Sistema di produzione di biogas	Soluzione tecnologica		Valore tipico	Valore standard
			Emissioni di gas a effetto serra (g CO ₂ eq/MJ)	Emissioni di gas a effetto serra (g CO ₂ eq/MJ)
Biogas da letame umido per la produzione di energia elettrica	Caso 1	Digestato scoperto(3)	- 28	3
		Digestato coperto (4)	- 88	- 84
	Caso 2	Digestato scoperto	- 23	10
		Digestato coperto	- 84	- 78
	Caso 3	Digestato scoperto	- 28	9
		Digestato coperto	- 94	- 89
Biogas da piante intere di mais per la produzione di energia elettrica	Caso 1	Digestato scoperto	38	47
		Digestato coperto	24	28
	Caso 2	Digestato scoperto	43	54
		Digestato coperto	29	35
	Caso 3	Digestato scoperto	47	59
		Digestato coperto	32	38
Biogas da rifiuti organici per la produzione di energia elettrica	Caso 1	Digestato scoperto	31	44
		Digestato coperto	9	13
	Caso 2	Digestato scoperto	37	52
		Digestato coperto	15	21
	Caso 3	Digestato scoperto	41	57
		Digestato coperto	16	22

(3) Lo stoccaggio scoperto del digestato comporta ulteriori emissioni di metano che variano in base alle condizioni atmosferiche, al substrato e all'efficienza di digestione. In questi calcoli, si presume che gli importi siano pari a 0,05 MJ CH₄ / MJ biogas per il letame, 0,035 MJ CH₄ / MJ biogas per il granturco e 0,01 MJ CH₄ / MJ biogas per i rifiuti organici.

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



Tabella 2: Valori tipici e standard di biogas per il biometano

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

(1) Questa categoria comprende le seguenti categorie di tecnologie per l'upgrading del biogas in biometano: Adsorbimento per inversione di pressione (PSA), Lavaggio con acqua in pressione (PWS), Purificazione mediante membrane, criogenica e Assorbimento fisico con solventi organici (OPS). Comprende un'emissione di 0,03 MJ CH₄ / MJ biometano per le emissioni di metano nei gas di scarico.

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

* Con apposito decreto del Ministero della transizione ecologica possono essere individuati processi e assetti impiantistici assimilabili a questa soluzione tecnologica



Tabella 3: Valori tipici e standard -- biogas -- miscele di letame e granturco: emissioni di gas a effetto serra con quote calcolate in base alla massa fresca

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

- Il caso 1 fa riferimento alle filiere in cui l'energia elettrica e termica necessarie al processo di produzione sono fornite dal motore dell'impianto di cogenerazione stesso.
- Il caso 2 si riferisce alle filiere in cui l'energia elettrica necessaria al processo è prelevata dalla rete e il calore di processo è fornito dal motore dell'impianto di cogenerazione stesso. In alcuni Stati membri, gli operatori non sono autorizzati a chiedere sovvenzioni per la produzione lorda e il caso 1 è la configurazione più probabile.
- Il caso 3 si riferisce alle filiere in cui l'energia elettrica necessaria al processo è prelevata dalla rete e il calore di processo è fornito da una caldaia a biogas. Questo caso si applica ad alcuni impianti in cui l'unità di cogenerazione non si trova in loco e il biogas è venduto (ma non trasformato in biometano).



Tabella 4: Valori tipici e standard – biometano - miscele di letame e granturco: emissioni di gas a effetto serra con quote calcolate in base alla massa fresca

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

Nel caso del biometano utilizzato come biometano compresso per il trasporto, un valore di 3,3 g CO₂eq/MJ di biometano deve essere aggiunto ai valori tipici e un valore di 4,6 g CO₂eq/MJ di biometano ai valori standard.



ALLEGATO VIII Materie prime *double counting*

Parte A. Materie prime per la produzione di biogas per il trasporto e biocarburanti avanzati, il cui contributo per il conseguimento delle quote di cui all'articolo 39, commi 1 e 2, è considerato il doppio del loro contenuto energetico ai sensi del comma 6, lettera a).

- a) Alghe, se coltivate su terra in stagni o fotobioreattori;
- b) Frazione di biomassa corrispondente ai rifiuti urbani non differenziati, ma non ai rifiuti domestici non separati soggetti agli obiettivi di riciclaggio di cui all'articolo 205 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;
- c) Rifiuto organico come definito all'articolo 183, comma 1, lettera d) del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, proveniente dalla raccolta domestica e soggetto alla raccolta differenziata di cui all'articolo 20 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;
- d) Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti industriali non idonei all'uso nella catena alimentare umana o animale, incluso materiale proveniente dal commercio al dettaglio e all'ingrosso e dall'industria agroalimentare, della pesca e dell'acquacoltura, ed escluse le materie prime elencate nella parte B del presente Allegato;
- e) Paglia;
- f) Concime animale e fanghi di depurazione;
- g) Effluente da oleifici che trattano olio di palma e fasci di frutti di palma vuoti;
- h) Pece di tallolio;
- i) Glicerina grezza;
- j) Bagasse;
- k) Vinacce e fecce di vino;
- l) Gusci;
- m) Pule;
- n) Tutoli ripuliti dei grani di mais;
- o) Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti e ai residui dell'attività e dell'industria forestale, vale a dire corteccia, rami, prodotti di diradamenti precommerciali, foglie, aghi, chiome, segatura, schegge, liscivio nero, liquame marrone, fanghi di fibre, lignina e tallolio;
- p) Altre materie cellulosiche di origine non alimentare;
- q) Altre materie ligno-cellulosiche, eccetto tronchi per sega e per impiallacciatura.

Parte B. Materie prime per la produzione di biogas per il trasporto e biocarburanti, il cui contributo per il conseguimento delle quote di cui all'articolo 39, comma 1, è limitato ai sensi del comma 2 lettera b) e può essere considerato il doppio del loro contenuto energetico ai sensi del comma 6, lettera a).

- a) Olio da cucina usato;
- b) Grassi animali classificati di categorie 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009.



RELAZIONE ILLUSTRATIVA

Relazione illustrativa dello schema di recepimento della direttiva (UE) 2018/2001 del parlamento europeo e del consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili pubblicata nella G.U.U.E. 21 dicembre 2018, n. L 328

1. Inquadramento generale

Da tempo l'Italia persegue il più ampio ricorso a strumenti che migliorino contestualmente la tutela dell'ambiente, la sicurezza energetica, e l'accessibilità dei costi dell'energia, contribuendo agli obiettivi europei in materia di energia e ambiente.

In quest'ottica l'Italia ha condiviso l'orientamento comunitario volto a rafforzare l'impegno per la decarbonizzazione dell'economia e ha inteso supportare un Green New Deal, come un patto verde con le imprese e i cittadini, che consideri l'ambiente come motore economico del Paese.

In tale quadro, l'Italia ha redatto un Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (nel seguito anche PNIEC) per delineare il mix di soluzioni e strumenti maggiormente compatibile con gli obiettivi al 2030 e con altre esigenze, comprese quelle relative agli impatti ambientali. Il Piano, predisposto dall'Italia in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018, è stato poi trasmesso alla Commissione europea il 31 dicembre 2019 e successivamente approvato.

Il presente decreto legislativo di recepimento della Direttiva UE 2018/2001 trova quindi al suo interno l'attuazione delle misure e degli strumenti delineati nel PNIEC, sul quale si è svolta un'ampia consultazione pubblica e la Valutazione Ambientale Strategica.

Gli obiettivi individuati nel PNIEC sono riassunti in tabella 1 e, per ciò che concerne gli aspetti inerenti l'incremento della quota di energia da fonti rinnovabili, trovano, quindi, riscontro nelle misure negli strumenti definiti nel decreto legislativo in esame.



	Obiettivi 2020		Obiettivo 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA
	(PNIEC)			
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% ¹
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

Tabella 1 - Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030

D'altronde, come noto, dopo l'approvazione del PNIEC sono intervenute alcune importanti e recenti novità:

- a) il 13 luglio 2021 è stato approvato il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza dell'Italia (nel seguito PNRR) con Decisione di esecuzione del Consiglio, che ha recepito la proposta della Commissione europea;
- b) il 14 luglio 2021, la stessa Commissione ha approvato una serie di proposte (pacchetto "fit for 55") per accelerare le politiche dell'UE in materia di clima, energia, trasporti e fiscalità in modo da ridurre le emissioni nette di gas a effetto serra di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990



In tale quadro, è chiaro che il Green Deal richiederà un'ulteriore accelerazione anche per l'Italia rispetto agli obiettivi al 2030 definiti in precedenza nel PNIEC, al fine di garantire una traiettoria in linea con i nuovi obiettivi verso la neutralità climatica nel 2050.

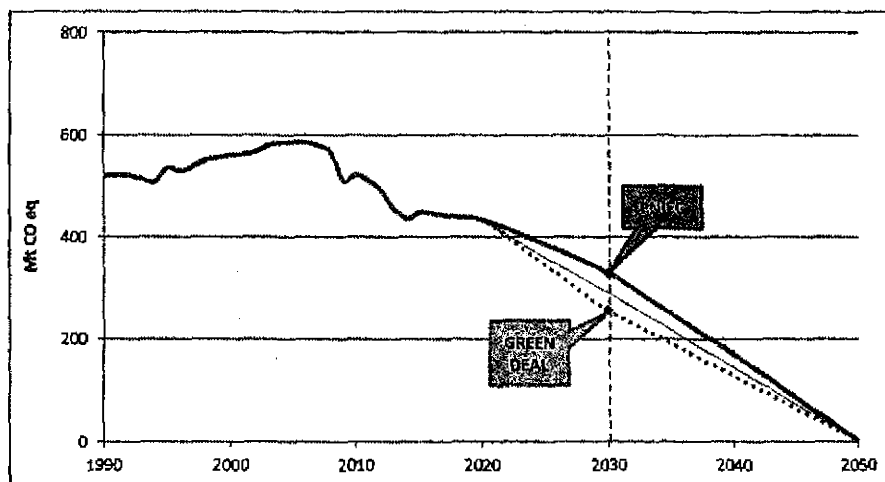


Figura .1 - Traiettorie di riduzione delle emissioni nazionali di GHG (Fonte: dati Storici ISPRA, PNIEC, elaborazioni RSE)

Per tali ragioni, lo schema di decreto legislativo è redatto in coerenza con il PNIEC e, al contempo, prevede altresì una serie di disposizioni necessarie per dare attuazione alle misure del PNRR in materia di energie rinnovabili, con la finalità di individuare un insieme di misure e strumenti coordinati, già orientati all'aggiornamento degli obiettivi nazionali derivante dalla modifica della legge europea sul clima, in attuazione del pacchetto "fit for 55".

Va ribadito, a riguardo, che lo schema di decreto legislativo in esame, tiene conto delle disposizioni del Decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, in materia di "Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure"; convertito con la legge 29 luglio 2021, n. 108. In particolare, il decreto legislativo in esame si integra al predetto DL, al fine di rafforzarne le disposizioni, con particolare riguardo alle misure di attuazione del PNRR stesso e alle semplificazioni delle procedure autorizzative.

Da ultimo, prima di passare all'illustrazione dettagliata dei contenuti del provvedimento in esame, preme evidenziare che a seguito del Decreto Legge 1 marzo 2021 n. 22 convertito con modificazioni dalla Legge 22 aprile 2021, n. 55 recante "Disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri" e in particolare l'art. 2 che ha istituito il Ministero della Transizione Ecologica, tutti i riferimenti al "Ministero dello Sviluppo Economico" contenuti nell'articolo 5 della Legge 22 aprile 2021, n. 53 "Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - Legge di delegazione europea 2019-2020" devono leggersi come "Ministero della Transizione Ecologica".

Il citato DL 22/2021, ha infatti attribuito al Ministero della Transizione Ecologica, tra l'altro, le competenze in materia di approvazione della disciplina del mercato elettrico e del mercato del gas naturale, dei criteri per l'incentivazione dell'energia elettrica da fonte rinnovabile di cui al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e l'esercizio di ogni altra competenza già a qualunque titolo esercitata dal Ministero dello sviluppo economico fino alla data di entrata in vigore del decreto stesso in materia di concorrenza, di tutela dei consumatori utenti, in collaborazione con il Ministero dello sviluppo economico, e di regolazione dei servizi di pubblica utilità nei settori energetici.



2. Inquadramento delle misure e degli strumenti

Le misure contenute nel decreto legislativo in esame intendono dunque accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili. La concretizzazione di tale transizione esige ed è subordinata alla programmazione e realizzazione degli impianti sostitutivi e delle necessarie infrastrutture.

In particolare, per le fonti rinnovabili, l'obiettivo è quello di promuovere un ulteriore sviluppo insieme alla tutela e al potenziamento delle produzioni esistenti. A questo scopo, sono individuati strumenti calibrati sulla base dei settori d'uso, delle tipologie di interventi e della dimensione degli impianti, con un approccio che mira al contenimento del consumo di suolo e dell'impatto paesaggistico e ambientale, comprese le esigenze di qualità dell'aria. L'approccio per le autorizzazioni è in generale quello della semplificazione e di una partecipazione positiva degli enti preposti al rilascio delle autorizzazioni tramite un percorso condiviso di individuazione di aree idonee.

Per gli incentivi la scelta è quella di introdurre una forte semplificazione nell'accesso ai meccanismi e, al contempo, fornire una maggiore stabilità tramite l'introduzione di una programmazione quinquennale, al fine di favorire gli investimenti nel settore. Sulle configurazioni innovative, quali le comunità energetiche e le configurazioni di autoconsumo rinnovabile singolo e collettivo, la scelta fatta è stata quella di promuoverne al massimo la diffusione, anche per favorire dinamiche di realizzazione degli impianti con processi partecipativi dei territori e con logica bottom-up.

Nel settore termico ha grande rilievo il coordinamento con gli strumenti finalizzati anche all'efficienza energetica, in particolare per gli edifici e la coerenza degli strumenti con gli obiettivi di qualità dell'aria. Vengono in tale ambito rafforzati gli strumenti del conto termico.

Per pervenire al raggiungimento degli obiettivi verrà rafforzato inoltre anche un sistema di obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili per i nuovi edifici (e ai grandi edifici esistenti del settore terziario dal 2027), nonché per grandi venditori di energia termica. Gli interventi potranno, in tale ambito, accedere agli incentivi per agevolare la realizzazione.

Centrale è infine la realizzazione delle infrastrutture necessarie per la gestione delle produzioni degli impianti a fonti rinnovabili: per tale ragione è prevista un'accelerazione nello sviluppo della rete elettrica, della rete gas e semplificazioni per la realizzazione degli elettrolizzatori alimentati da fonti rinnovabili.

Infine, le misure di sostegno guardano anche agli aspetti dello sviluppo e dell'innovazione nell'ottica del Green New Deal e utilizzando, a tal fine, gli strumenti settoriali previsti dal decreto legislativo in maniera sinergica alle risorse stanziare dal PNRR, in modo da favorire lo sviluppo sostenibile del sistema produttivo in coerenza con lo scenario energetico e ambientale di medio e lungo termine.

3. Dettaglio dei contenuti

Articolo 1 - Finalità

Individua le finalità e l'ambito di applicazione del decreto in relazione agli obiettivi europei di decarbonizzazione per il 2030 e di completa decarbonizzazione al 2050 in attuazione della direttiva



(UE) 2018/2001 e nel rispetto dei criteri fissati dalla legge 22 aprile 2021, n. 53, conformemente a quanto argomentato nei precedenti paragrafi 1 e 2.

Articolo 2- Definizioni

Reca le opportune definizioni anche attraverso specifici rinvii.

Articolo 3 - Obiettivi nazionali in materia di fonti rinnovabili

Individua gli obiettivi da raggiungere per contribuire al percorso di decarbonizzazione in termini di quota minima complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo pari al 30%, specificando altresì che l'Italia intende adeguare il predetto obiettivo percentuale per tener conto della modifica della legge europea sul clima, con la quale si è stabilito, per l'Unione europea, un obiettivo europeo vincolante di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030 (comma 1).

Al comma 2 dettaglia il contributo indicativo di incremento dell'energia da fonti rinnovabili nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffrescamento.

Specifica successivamente che gli obiettivi sono perseguiti in coerenza con le indicazioni del PNIEC e tenendo conto dell'evoluzione e dell'aggiornamento dei consumi statisticamente rilevanti. Le modalità di calcolo degli obiettivi sono rimandate all'allegato 1 (commi 3 e 4).

Articolo 4 – Principi generali

Specifica che sarà ridefinita la disciplina dei regimi di sostegno applicati all'energia prodotta da fonti di energia rinnovabile attraverso il riordino e il potenziamento dei vigenti regimi di sostegno. Tale disciplina stabilisce un quadro generale volto alla promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili in misura adeguata al raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3, secondo principi di semplificazione ed efficienza perseguendo al contempo l'armonizzazione con altri strumenti ivi compresi quelli previsti dal PNRR (comma 1).

Inoltre, al comma 2 definisce i criteri generali a cui i regimi di sostegno si conformano, tra cui lo scopo di assicurare un'equa remunerazione dei costi di investimento ed esercizio, la copertura sulle componenti delle tariffe dell'energia elettrica e del gas secondo modalità definite dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente in ciascuna disciplina specifica (tenuto conto di quanto stabilito dall'articolo 15) e il rispetto delle regole europee in materia di aiuti di stato.

Articolo 5 - Caratteristiche generali dei meccanismi di incentivazione

Definisce le caratteristiche generali dei meccanismi di incentivazione per il settore elettrico tra cui la previsione di un periodo di diritto pari alla vita media utile degli impianti e un incentivo proporzionato in funzione della tipologia di intervento e della taglia dell'impianto.

I commi 2, 3 e 4 definiscono il quadro generale degli strumenti nel settore elettrico, dettagliati agli articoli successivi. Si tratta di un sistema con una significativa semplificazione rispetto ai regimi passati: accesso diretto per impianti di piccola taglia (potenza inferiore a 1 MW) che abbiano costi di



generazione vicini alla competitività di mercato e aste e registri rispettivamente per i grandi impianti di potenza superiore al MW e per i piccoli impianti innovativi o con costi di generazione elevati.

Il comma 5 prevede altresì l'applicazione di ulteriori criteri specifici, taluni dei quali riportati in attuazione della legge di delegazione comunitaria, tra i quali la promozione dell'abbinamento a sistemi di accumulo al fine di favorire una maggiore stabilità della rete, definizione di un accesso prioritario per impianti realizzati in aree idonee al fine di accelerare il processo di realizzazione degli impianti ed il raggiungimento degli obiettivi, definizione di condizioni di cumulabilità per garantire la sinergia tra i diversi strumenti incentivanti sempre nell'ottica di garantire il principio dell'equa remunerazione.

Articolo 6 - Regolamentazione dei meccanismi di asta al ribasso

Specifica che con uno o più decreti del Ministro della transizione ecologica, da emanarsi entro 180 giorni dall'entrata in vigore del decreto, verranno regolamentati i meccanismi di asta a ribasso, in continuità con i meccanismi vigenti e con le linee guida europee in materia di aiuti di stato all'energia e all'ambiente. L'articolo elenca le modalità di implementazione dei sistemi di incentivazione per impianti di potenza superiore a 1 MW.

Va rimarcata l'introduzione di una programmazione quinquennale degli incentivi per garantire maggiore stabilità agli investimenti ed elementi di semplificazione istruttoria volti alla riduzione dei tempi di realizzazione degli impianti, quali la previsione di una fase sperimentale per impianti di potenza superiore a una soglia minima (fissata in prima applicazione par a 10 MW) per i quali il GSE esamina il progetto in parallelo allo svolgimento della conferenza dei servizi che rilascerà l'autorizzazione, con lo scopo di pervenire al rilascio di un parere di idoneità che consente agli operatori di accedere immediatamente ai meccanismi d'asta senza ulteriori adempimenti diversi dalla formulazione dell'offerta economica al ribasso.

Sono previsti, inoltre, specifici criteri direttivi definiti in termini di contingenti di potenza, incentivo, frequenza delle procedure, sistemi di controllo e regolazione delle procedure.

Articolo 7- Regolamentazione delle tariffe per piccoli impianti

Specifica che con uno o più decreti del Ministro della transizione ecologica, da emanarsi entro 180 giorni dall'entrata in vigore del decreto, verrà regolamentata l'implementazione dei sistemi di incentivazione per gli impianti di piccola taglia prevedendo il rispetto di specifici criteri direttivi in termini di modalità di presentazione delle domande, frequenza delle procedure, sistemi rapidi di regolazione e controllo delle procedure.

Va qui rimarcata, rispetto ai regimi vigenti, la semplificazione introdotta dal comma 1, lettera a) per gli impianti con costi di generazione più vicini alla competitività di mercato, a cui non è richiesta la partecipazione a bandi o registri, ma è previsto l'ingresso in incentivo attraverso una richiesta da effettuare direttamente alla data di entrata in esercizio.



Articolo 8 - Regolamentazione degli incentivi per la condivisione dell'energia

Regolamenta al comma 1 l'aggiornamento dei meccanismi di incentivazione per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo o in comunità energetiche rinnovabili prevedendo il rispetto di specifici criteri direttivi. Rispetto a una prima fase sperimentale già attivata in Italia dall'articolo 42-bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8, si dà qui piena attuazione alle disposizioni in materia di incentivazione delle predette configurazioni. Tra le novità introdotte, l'aumento del limite di potenza degli impianti ammessi ai meccanismi di incentivazioni da 0,2 a 1 MW, nonché la possibilità di contabilizzare l'energia condivisa sotto la stessa cabina primaria (non più secondaria). Anche in questo caso, è previsto l'accesso diretto agli incentivi e una programmazione quinquennale dei contingenti.

Specifica altresì che i vigenti incentivi restano in vigore fino alla data di entrata in vigore dei nuovi decreti attuativi per dare comunque continuità al settore e che saranno definite nell'ambito del decreto di cui al comma 1 le modalità di transizione e raccordo con il regime vigente. (comma 2).

Articolo 9 - Transizione dai vecchi a nuovi meccanismi di incentivo

Al fine di garantire continuità con i meccanismi di incentivazione vigenti, è specificato che nell'ambito dei decreti di cui agli articoli 6, 7 e 8 saranno definiti i tempi e modalità di raccordo (comma 1).

Inoltre, in applicazione delle misure regolatorie previste dal PNIEC, si dispone l'abolizione del meccanismo di scambio sul posto a favore dell'accesso ai meccanismi previsti dai precedenti articoli al fine di favorire un ruolo attivo dei prosumer e specificando altresì le opzioni disponibili per i nuovi impianti che entrano in esercizio e per gli impianti esistenti prevedendo per questi ultimi criteri e modalità per un passaggio graduale ai nuovi regimi. (commi 2 e 3).

Ai commi 4 e 5 è disposta l'apertura di ulteriori bandi per l'assegnazione della potenza residua ai sensi del DM 4 luglio 2019 (FER1) al fine di garantire una maggiore efficienza nelle dinamiche di offerta nell'ambito dei meccanismi d'asta e registro a decorrere dall'ultima procedura e fino all'entrata in vigore dei decreti di cui ai precedenti articoli. È previsto altresì il riordino dei meccanismi di riallocazione della potenza in applicazione dell'articolo 24 comma i-ter del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

Articolo 10 - Promozione dell'utilizzo dell'energia termica da fonti rinnovabili

Il comma 1 prevede l'aggiornamento del meccanismo istituito dall'articolo 28 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 del 2011, cosiddetto Conto termico, al fine di ampliare l'azione incentivante agli interventi di installazione di impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili di grande taglia (non domestici) e contribuire al raggiungimento dell'importante target europeo previsto per riscaldamento e raffrescamento (+1,3% anno di incremento di utilizzo di energia da FER nei Consumi Finali Lordi); è prevista la possibilità di istituire un sistema di accesso competitivo per tali fattispecie, quali ad esempio i meccanismi ad asta. Tale ampliamento del perimetro di azione del meccanismo consente la riduzione dei costi tramite le procedure competitive e permette di valorizzare dinamiche di scala che contribuiscono a migliorare il rapporto tra costi e benefici per lo Stato.



Sono introdotte, altresì, disposizioni volte a promuovere l'incremento della produzione energetica rinnovabile sugli edifici e dell'autoconsumo, tramite soluzioni tecnologiche e l'estensione dell'incentivo alle comunità di energie rinnovabili.

Per le finalità descritte, è prevista l'emanazione di un decreto del Ministro della transizione ecologica, sentita la Conferenza unificata (comma 2).

Articolo 11 - Incentivi in materia di biogas e produzione di biometano

Disciplina le modalità di incentivazione del biometano prodotto ovvero immesso nella rete del gas naturale, stabilendo che il sostegno può avvenire mediante il rilascio di specifici incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili o, qualora il biometano sia usato per i trasporti, mediante il rilascio di certificati di immissione in consumo ai fini dell'adempimento dell'obbligo di cui all'articolo 39. E' infine prevista l'erogazione di uno specifico incentivo di durata e valore definiti con apposito decreto da emanarsi entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del provvedimento in esame, con il quale si andrà a disciplinare il quadro incentivante complessivo del biometano, ivi comprese le condizioni di cumulabilità con altre forme di sostegno, nonché la possibilità di estensione dell'incentivo tariffario anche alla produzione di carburanti gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica, quali l'idrogeno prodotto da fonti rinnovabili.

Al comma 3, chiarisce, con riferimento alle riconversioni parziali degli impianti biogas esistenti per la produzione di biometano, che 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 7.B prevedendo altresì, il rispetto di specifici criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni (comma 1). La disposizione rientra nel set di misure di semplificazione e accompagnamento della misura PNRR Missione 2, Componente 2, Investimento 1.4 "Sviluppo del biometano, secondo criteri per promuovere l'economia circolare".

Al comma 4, prevede una proroga della efficacia del DM 2 marzo 2018 in materia di promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti dal 31 dicembre 2022 al 30 giugno 2026, previa approvazione della Commissione Europea. Al comma 3, infine, si dispone l'abrogazione dell'articolo 21 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 unitamente a specifiche salvaguardie.

Articolo 12 - Disposizioni per la promozione dello sviluppo tecnologico e industriale nonché per il monitoraggio di sistema

Reca disposizioni per la promozione dello sviluppo tecnologico e industriale specificando altresì che gli interventi ad essi connessi sono avviati in coordinamento con le misure definite nell'ambito del PNRR prevedendo nuove linee di azione in modifica a quanto previsto dall'articolo 32, comma 2, lettera b), del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (comma 1).

Il comma 2 fornisce specifica copertura finanziaria alle attività strumentali svolte al di fuori degli ordinari compiti dal GSE, disponendo che i costi per la realizzazione delle attività strumentali previste per lo sportello unico e per la piattaforma digitale per le aree idonee e il monitoraggio sono coperti tramite il ricorso alle risorse di cui all'articolo 32, comma 2, lettera b), sesto rinvio, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.



Articolo 13 - Principi generali di coordinamento fra misure del PNRR e strumenti di incentivazione settoriali

Al fine di dare rapida attuazione al PNRR nell'ottica di una maggiore efficienza amministrativa e di riduzione dei tempi e degli oneri istruttori sono definiti i principi e le modalità per assicurare il necessario coordinamento fra gli strumenti di incentivazione previsti e quelli del PNRR e in particolare, la definizione di condizioni di cumulabilità, svolgimento delle istruttorie, nei casi in cui sia previsto l'utilizzo di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa, l'accesso agli incentivi è subordinato al rispetto delle disposizioni di cui al Titolo V del presente decreto legislativo.

Va rimarcato che con la disposizione in esame viene introdotto un principio di economia procedimentale disponendo che, nei casi in cui il soggetto richiedente presenta contemporanea istanza di accesso alle misure di incentivazione del presente decreto legislativo, la verifica dei requisiti per l'ammissione agli incentivi dei progetti di cui alla lettera a) possa essere svolta dal GSE nell'ambito della medesima istruttoria. Ciò anche in ragione della forte similitudine tecniche fra le due istruttorie da svolgere che suggerisce tale efficientamento con riduzione dei costi e dei tempi di attuazione.

Inoltre, per favorire l'utilizzo sinergico degli strumenti previsti dal decreto legislativo si prevede che nei decreti di attuazione delle misure del PNRR siano definite condizioni di cumulabilità per favorire l'utilizzo sinergico degli strumenti.

Si rimarca che tale aspetto è di centrale importanza in quanto gli strumenti tariffari previsti dal decreto legislativo premiano l'esercizio efficiente delle infrastrutture realizzate; l'utilizzo sinergico garantisce, quindi, non solo la realizzazione degli investimenti in materia di energia rinnovabile previsti dal PNRR, ma, cosa ancor più importante per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, la produzione di tale energia verde per l'intero ciclo di vita degli impianti.

Articolo 14 – Criteri specifici di coordinamento fra misure del PNRR e strumenti di incentivazione settoriali

L'articolo fa riferimento a tutte le misure del PNRR di competenza del Ministero della transizione ecologica indicando le norme di coordinamento con il decreto legislativo di recepimento, nell'ottica indicata al precedente articolo.

Articolo 15 – Utilizzo dei proventi delle aste della CO2 per la copertura dei costi degli incentivi alle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica

L'articolo dispone che a decorrere dal 2022 i proventi delle aste delle quote CO2 di cui all'articolo 23 del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47, di competenza del Ministero della Transizione è destinata alla copertura dei costi di incentivazione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica mediante misure che trovano copertura sulle tariffe dell'energia. Ciò al fine di introdurre un'importante leva di calmierazione dei prezzi dell'energia per i consumatori.

A tal fine è previsto il versamento dei suddetti proventi ai conti di gestione istituiti presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) da Autorità di regolazione per l'energia le reti e l'ambiente (ARERA) e destinati alla promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.



L'entità e la modalità di trasferimento di tali proventi è disciplinata tramite decreto del Ministro della transizione ecologica, sentita l'ARERA.

Articolo 16 - Progetti comuni e trasferimenti statistici con altri Stati membri

Al fine di applicare il principio di flessibilità nell'ottemperare l'obbligo di non scendere al di sotto dell'obiettivo nazionale previsto dalla direttiva, scopo del presente articolo è favorire il consumo di energia prodotta da fonti rinnovabili in altri Stati membri rafforzando così la cooperazione all'interno dell'Unione, definendo le modalità di promozione e gestione dei progetti comuni e trasferimenti statistici di produzione di energia da fonti rinnovabili.

Articolo 17 - Progetti comuni con Paesi terzi

Al fine di contribuire al potenziale impatto positivo che si può ingenerare promuovendo lo sviluppo del settore delle energie rinnovabili nei Paesi Terzi, e al fine di rafforzare la cooperazione regionale, il presente articolo definisce le modalità di promozione e gestione dei progetti comuni con altri stati non appartenenti all'Unione Europea per la produzione e l'importazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (commi da 1 a 3).

Articolo 18 - Principi e regimi generali di autorizzazione

Introduce i principi e i regimi generali di autorizzazione al fine di prevedere che le procedure autorizzative per gli impianti FER siano razionalizzate e accelerate al livello amministrativo adeguato e presentino altresì termini prevedibili di rilascio oltre ad essere oggettive, trasparenti, proporzionate e non discriminatorie tenendo conto delle specificità delle singole tecnologie. È prevista a tal fine l'introduzione di semplificazioni ai procedimenti autorizzativi e amministrativi.

Articolo 19- Sportello Unico Digitale per le Energie Rinnovabili

Al fine di semplificare le procedure di rilascio delle autorizzazioni e di favorire la realizzazione degli investimenti si prevede la definizione di un'apposita disciplina (MiTE) che definisca l'istituzione di uno sportello unico digitale per le energie rinnovabili (SUDER) per il coordinamento e la digitalizzazione di tutti gli adempimenti richiesti per il rilascio delle autorizzazioni e l'approvazione modelli unici digitali per le procedure di cui all'articolo 18.

La disciplina definisce altresì la data a partire dalla quale le richieste di autorizzazione di cui all'articolo 1.B sono presentate esclusivamente al SUDER attraverso l'utilizzo dei modelli unici.

Articolo 20 - Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili

Al fine del concreto raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle FER, in attuazione della legge 22 aprile 2021, n. 53 di delegazione europea, l'articolo prevede la definizione una disciplina per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili nel rispetto delle esigenze di tutela del patrimonio culturale e del paesaggio, delle aree



agricole e forestali, della qualità dell'aria e dei corpi idrici privilegiando l'utilizzo di superfici di strutture edificate, quali capannoni industriali e parcheggi, e verificando l'idoneità di aree non utilizzabili per altri scopi, ivi incluse le superfici agricole non utilizzabili, compatibilmente con le caratteristiche e le disponibilità delle risorse rinnovabili, delle infrastrutture di rete e della domanda elettrica, nonché tiene in considerazione la dislocazione della domanda, gli eventuali vincoli di rete e il potenziale di sviluppo della rete stessa.

Attraverso tale disciplina saranno dettati i criteri per la definizione delle aree idonee necessarie alla installazione della potenza eolica e fotovoltaica indicata nel PNIEC, previa fissazione di parametri atti a individuare, per ciascuna tipologia di area, la massima densità di potenza installabile per unità di superficie e saranno definite le modalità per individuare aree industriali dismesse e altre aree compromesse, aree abbandonate e marginali da qualificare come idonee, e gli elementi per tali classificazioni. Sono previsti altresì criteri di ripartizione della potenza installata tra Regioni e Province autonome. (commi da 1 a 3).

È definita, altresì, la tempistica per l'individuazione delle aree e delle superfici da parte delle Regioni e specificata la necessità di rispettare i principi della minimizzazione degli impatti sull'ambiente, sul territorio e sul paesaggio, fermo restando il vincolo del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e tenendo conto della sostenibilità dei costi correlati al raggiungimento di tale obiettivo (commi 4 e 5).

Infine, individua specifici divieti per le Regioni e le province autonome in attuazione della disciplina sulle aree idonee e nelle more dell'adozione del provvedimento previsto, fornisce una prima indicazione di aree considerate idonee (commi da 6 a 8).

Articolo 21 - Piattaforma digitale per le Aree idonee

Al fine di garantire un adeguato stato di supporto alle Regioni e Province Autonome nel processo di individuazione delle aree idonee e nelle attività di monitoraggio ad esso connesse prevede l'istituzione di una piattaforma digitale sviluppata dal GSE che includa le informazioni e gli strumenti necessari per connettere ed elaborare i dati per la caratterizzazione e qualificazione del territorio, anche in relazione alle infrastrutture già realizzate e presenti, la stima del potenziale e la classificazione delle superfici e delle aree.

Articolo 22 - Procedure autorizzative specifiche per le Aree Idonee

Definisce procedure autorizzative semplificate e accelerate per la costruzione e l'esercizio di impianti a fonti rinnovabili in aree idonee relative a autorizzazione paesaggistica (si prevede che l'autorità competente in materia paesaggistica si esprime con parere obbligatorio non vincolante nell'ambito dei procedimenti per impianti su aree idonee) e durata della procedura (riduzione di un terzo dei termini delle procedure).

Articolo 23 - Procedure autorizzative per impianti off-shore e individuazione aree idonee

Reca disposizioni circa l'autorizzazione di impianti offshore. Al comma 1 si prevede il rilascio delle autorizzazioni da parte del MiTE di concerto con il MIMS, mentre al comma 2 è prevista l'adozione del piano di gestione dello spazio marittimo per la produzione di energia da fonti rinnovabili, entro 180 giorni dall'entrata in vigore del presente decreto al fine di considerare idonee le aree preposte alla produzione di energia da fonti rinnovabili.



Nelle more della definizione de piano, al comma 3, è data una prima indicazione di idoneità delle aree adiacenti le piattaforme petrolifere e i porti a specifiche condizioni.

Al comma 4 definisce procedure autorizzative semplificate e accelerate per la costruzione e l'esercizio di impianti offshore relative al rilascio di pareri per l'ammissibilità sotto il profilo urbanistico/edilizio, paesaggistico e/o archeologico autorizzazione paesaggistica (non sono previsti) e durata della procedura (riduzione di un terzo dei termini delle procedure).

Ai commi 5 e 6, prevede che nelle more dell'individuazione delle aree idonee, non possono essere disposte moratorie ovvero sospensioni dei termini dei procedimenti di autorizzazione per le domande già presentate e l'emanazione di specifiche linee guida per lo svolgimento dei procedimenti autorizzativi.

Articolo 24 - Semplificazione del procedimento autorizzativo e delle opere infrastrutturali funzionali alla produzione del biometano

Il comma 1 agisce sull'articolo 8-bis del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, al fine di garantire il raggiungimento di obiettivi di semplificazione procedimentale con riferimento agli iter di autorizzazione della costruzione, delle modifiche e della riconversione di impianti di produzione di biometano.

Al comma 2 prevede che il biometano, ancorché prodotto a partire da materia classificata come rifiuti ai sensi dell'art. 183, comma 1, lettera a), del Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152, quando esce dal digestore e viene immesso nella rete del gas cessa di essere qualificato come rifiuto ai sensi e per gli effetti dell'articolo 184-ter del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, facilitandone il successivo trattamento ed uso.

Articolo 25 - Semplificazioni per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili al servizio di edifici

Prevede al fine di semplificare e uniformare, a livello nazionale, l'installazione di impianti di piccola taglia per la produzione di energia rinnovabile termica e per favorire l'efficienza energetica il rimando a specifiche disposizioni da applicare per le procedure autorizzative (allegato 2) prevedendo altresì una disposizione transitoria per l'entrata in vigore della disciplina suddetta (commi 1 e 2).

La norma estende inoltre la possibilità di utilizzo del modello unico di autorizzazione per gli impianti fotovoltaici per la richiesta del ritiro dedicato e il campo di applicazione per impianti fotovoltaici fino a 50 kW (comma 3).

Con il comma 4 estende la possibilità di utilizzo del modello unico di autorizzazione per gli impianti fotovoltaici anche per l'accesso ai meccanismi di cui all'articolo 8 e all'articolo 7, comma 1, lettera a).

Con il comma 5, infine si dispone l'abrogazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.



Articolo 26 - Obbligo di utilizzo dell'energia rinnovabile per il miglioramento della prestazione energetica degli edifici

Aggiorna l'obbligo di integrazione degli impianti a fonti rinnovabili negli edifici precedentemente previsto dall'Allegato 3 del d.lgs. 28 del 2011. In particolare, allinea il perimetro di applicazione dell'obbligo alla vigente normativa in materia di prestazione energetica degli edifici, prevedendo che esso si applichi nel caso di edifici di nuova costruzione e di ristrutturazioni importanti di primo livello degli edifici esistenti (comma 1).

Inoltre, estende l'obbligo anche agli edifici esistenti appartenenti categorie E2, E3 ed E5 di cui all'articolo 3 del decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412 (uffici, ospedali ed edifici commerciali), con superficie utile superiore a 10.000, che indipendentemente dall'esecuzione di una ristrutturazione importante, devono prevedere l'integrazione di impianti per la produzione di energia elettrica rinnovabile entro il 31 dicembre 2027 (comma 2). L'applicazione del meccanismo dal 2027 è stata inserita sia per garantire ai soggetti incisi un congruo periodo tecnico per la progettazione, l'autorizzazione e la realizzazione delle opere, ma soprattutto in quanto la misura, rientrando nel pacchetto di strumenti necessari per il raggiungimento dei target sul settore del riscaldamento e raffrescamento, si renderà necessaria negli ultimi anni per rispondere alla traiettoria stabilita dal PNIEC, anche in sostituzione di misure economiche attualmente operanti (ad esempio: ecobonus) e in ragione della riduzione attesa dei costi delle tecnologie.

In continuità con le richiamate disposizioni vigenti presenti nell'allegato 3 del decreto legislativo n. 28 del 2011, la scelta del perimetro degli interventi incisi (nuovi edifici, ristrutturazioni importanti ed edifici esistenti di grandi dimensioni) è operata in modo da garantire che l'obbligo risulti sostenibile anche da un punto di vista funzionale ed economico.

Specifica a quali edifici si applicano le disposizioni di cui ai commi precedenti prevedendo casi in cui si verifica l'impossibilità tecnica ad ottemperare e reca indicazioni circa le tipologie di edificio esente (commi 3 e 4)

Al comma 5 specifica che l'inosservanza dell'obbligo comporta il diniego del rilascio del titolo edilizio.

Al comma 6 prevede l'invio di specifica documentazione tecnica al GSE al fine di consentire il monitoraggio degli obiettivi e al fine di alimentare il Portale per l'efficienza energetica degli edifici di cui al d.lgs. 192/2005.

Inoltre, al fine di agevolare i soggetti obbligati che sostengono gli investimenti, è previsto che gli impianti alimentati da fonti rinnovabili realizzati ai fini dell'assolvimento degli obblighi suddetti possano accedere agli incentivi statali vigenti, 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 (comma 7).

Ai commi 8 e 9 introduce la possibilità da parte delle regioni e delle provincie autonome di stabilire incrementi dei valori di cui all'allegato 3 e le tempistiche per l'adeguamento degli atti regionali o comunali.

La disposizione prevede altresì, oltre ai casi di deroga, che, nel caso di impossibilità tecnica ad ottemperare all'obbligo, sia possibile procedere ad interventi di installazione di rinnovabili e di efficienza energetica tali da ridurre il valore di energia primaria non rinnovabile dell'edificio secondo i parametri specificati nel relativo allegato. Per impossibilità tecnica si intende anche il caso in cui



via sia un impedimento di natura funzionale o il costo dell'installazione di impianti FER sia sproporzionato rispetto al costo dell'intervento di ristrutturazione.

In attuazione all'art. 15, par. 4, III comma, della Direttiva, che esenta espressamente, fatte salve specifiche eccezioni, gli edifici militari o che siano stati realizzati con materiali utilizzati esclusivamente a fini militari, al comma 12, si prevede che le disposizioni dell'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. Con il comma 13, infine si dispone l'abrogazione dell'articolo 11 e dell'allegato 3 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

Articolo 27- Obbligo di incremento dell'energia rinnovabile termica nelle forniture di energia

L'articolo introduce l'obbligo, per le società che effettuano vendita di energia termica a soggetti terzi in relazione a specifici quantitativi in termini di TEP annui, di prevedere a decorrere dal 1° gennaio 2024 che una quota dell'energia da esse distribuita sia rinnovabile.

Ai fini della definizione delle modalità di applicazione dell'obbligo, è previsto un decreto del Ministro della transizione ecologica per quantificare gli obblighi di incremento annuo dell'energia rinnovabile, le modalità di verifica del rispetto dell'obbligo stesso con possibilità di riduzione della soglia, nonché le modalità con cui i soggetti che non rispettano l'obbligo possono procedere al versamento, a un Fondo per le energie rinnovabili appositamente costituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali, di un contributo economico compensativo finalizzato alla realizzazione di interventi con effetto equivalente ai fini del raggiungimento degli obiettivi in materia di fonti rinnovabili.

Articolo 28 - Accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine

Definisce le modalità di promozione e gestione degli accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine prevedendo:

- la realizzazione di una bacheca informatica per promuovere l'incontro tra le parti interessate alla stipula dei contratti (comma 1);
- lo sviluppo di una piattaforma di mercato organizzato per la negoziazione di lungo termine (GME su indirizzi MiTE) (comma 2);
- l'abrogazione dell'articolo 18 del DM FER1 (comma 3);
- la definizione di uno o più strumenti di gara per la fornitura attraverso schemi di accordo per compravendita di energia elettrica di lungo termine da parte di Consip (comma 4);
- l'integrazione delle linee guida in materia di gruppi di acquisto da parte di ARERA per garantire l'aggregazione di più clienti finali e ampliare la platea di consumatori (Comma 5).

Articolo 29 - Requisiti e specifiche tecniche

L'articolo introduce un quadro comune, a livello nazionale, dei requisiti prestazionali che gli impianti per produzione di energia termica da fonti rinnovabili che beneficiano di incentivi, comunque denominati, devono rispettare. Ciò consente di assicurare un maggiore contributo da parte degli impianti agevolati al raggiungimento degli obiettivi energetico ambientali, orientando altresì l'industria produttiva verso lo sviluppo di tecnologie più efficienti.

Al comma 2 dispone l'abrogazione dell'articolo 10 e l'allegato 2 al decreto legislativo n. 28 del 2011.



Articolo 30 - autoconsumatori di energia rinnovabile

Al comma 1 definisce le attività che un cliente finale può svolgere al fine di divenire autoconsumatore di energia rinnovabile e le relative condizioni operative.

Nello specifico l'impianto FER può essere realizzato con un sistema semplice di produzione e consumo, ovvero come attualmente previsto con l'allaccio dell'impianto di produzione sul proprio contatore (viene a riguardo richiamata la definizione di sistema semplice di produzione e consumo presente nello schema di decreto legislativo di recepimento della Direttiva (UE) 2019/944); nel caso di uno o più impianti ubicati su edifici o in siti diversi da quelli presso il quale l'autoconsumatore opera, fermo restando che siano nella sua disponibilità, l'autoconsumatore può inoltre utilizzare la rete di distribuzione esistente per condividere l'energia prodotta dagli impianti stessi e consumarla nei punti di prelievo nella sua titolarità.

Inoltre, l'autoconsumatore può vendere l'energia elettrica rinnovabile autoprodotta, offrire servizi ancillari e di flessibilità, eventualmente per il tramite di un aggregatore, purché, nel caso non si tratti di un nucleo familiare, tali attività non costituiscono l'attività commerciale o professionale principale.

Successivamente al comma 2 definisce le condizioni da rispettare affinché più clienti si associno al fine di divenire autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente.

Nello specifico, gli autoconsumatori devono trovarsi nello stesso edificio o condominio; ciascun autoconsumatore può produrre e accumulare energia come nel caso degli autoconsumatori singoli ovvero possono essere realizzati impianti comuni; la rete di distribuzione è utilizzata per condividere l'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili, anche ricorrendo a impianti di stoccaggio, con le medesime modalità stabilite per le comunità energetiche dei cittadini in attuazione della Direttiva (UE) 2019/944; l'energia autoprodotta è utilizzata prioritariamente per i fabbisogni degli autoconsumatori e l'energia eccedentaria può essere accumulata e venduta anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, direttamente o mediante aggregazione, infine dispone che per le imprese private, la partecipazione non può costituire l'attività commerciale e industriale principale.

Sono pienamente attuate le previsioni di cui all'art. 21 comma 2 della Direttiva riguardo il divieto di imposizione a tali soggetti di oneri e/o tariffe nell'esercizio delle loro attività di autoconsumo/immissione in rete dell'energia, considerato il richiamo alla struttura tariffaria di raccolta di tali tariffe operato dall'articolo 32, comma 2: applicando le tariffe al punto di connessione e non ai consumi dei clienti finali tale struttura consente, appunto, di accumulare energia e consumarla senza una doppia imposizione.

Articolo 31 - comunità energetiche rinnovabili

Al comma 1 definisce i requisiti da rispettare per la costituzione delle comunità energetiche rinnovabili. Nello specifico, l'obiettivo principale della comunità è quello di fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi soci o membri o alle aree locali in cui opera la comunità, piuttosto che profitti finanziari, la comunità è un soggetto giuridico autonomo e l'esercizio dei poteri di controllo fa capo a soggetti che sono situati nel territorio degli stessi Comuni in cui sono ubicati gli impianti.



Ai fini della definizione dei soggetti che possono esercitare il controllo è prevista una migliore definizione, rispetto alla dizione "autorità locali" utilizzata nella direttiva nella quale vengono incluse le amministrazioni comunali, gli enti di ricerca e formazione, del terzo settore e di protezione ambientale nonché le amministrazioni locali contenute nell'elenco delle amministrazioni pubbliche divulgato dall'Istituto Nazionale di Statistica (d'ora in avanti anche ISTAT) secondo quanto previsto all'articolo 1, comma 3, della legge 31 dicembre 2009, n. 196.

Per quanto concerne le imprese private, la partecipazione alla comunità non può costituire l'attività commerciale e industriale principale ed infine è specificato che la partecipazione è aperta a tutti i consumatori, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili, fermi restando i soggetti che esercitano i poteri di controllo.

Al comma 2 riporta le relative condizioni operative ai fini della condivisione dell'energia, l'accesso agli incentivi e la possibilità di produrre altre forme di energia da fonti rinnovabili finalizzata all'utilizzo da parte dei membri, promuovere interventi integrati di domotica ed efficienza energetica, nonché offrire servizi di ricarica dei veicoli elettrici ai propri membri, assumere il ruolo di società di vendita al dettaglio e può offrire servizi ancillari e di flessibilità. L'energia eventualmente eccedentaria può essere accumulata e venduta anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, direttamente o mediante aggregazione

Articolo 32 - modalità di interazione con il sistema energetico

Definisce le modalità di interazione con il sistema energetico per gli autoconsumatori singoli e che agiscono collettivamente e per le comunità di energia rinnovabile e nello specifico: il mantenimento dei loro diritti di cliente finale, la possibilità di recedere in ogni momento dalla configurazione di autoconsumo, la regolazione dei rapporti tramite un contratto di diritto privato che prevede tra le altre cose l'individuazione di un soggetto delegato, responsabile del riparto dell'energia condivisa (comma 1);

Al comma 2 specifica che sull'energia prelevata dalla rete pubblica dai clienti finali, compresa quella condivisa, si applicano gli oneri generali di sistema.

Al comma 3 prevede l'adozione da parte di ARERA dei provvedimenti necessari al fine di rendere attuative le disposizioni di cui al Titolo 4, Capo I (comma 3).

Infine, al comma 4 specifica che fino alla data di entrata in vigore delle disposizioni di cui al comma 3, continuano ad applicarsi le disposizioni adottate in attuazione dell'articolo 42-bis, del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito con modificazioni dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8.

Articolo 33 - Monitoraggio e analisi di sistema

Assegna specifiche attività al GSE e a RSE al fine di garantire un sistema di monitoraggio delle configurazioni realizzate nell'ambito del Titolo 4, Capo I, prevedendo altresì che tali attività siano svolte in coordinamento con la norma di cui all'art. 42-bis del decreto legge 162/2019 convertito con modificazioni dalla legge n.8/2020 (comma 1)

Prevede inoltre al comma 2 che gli esiti delle attività di monitoraggio siano trasmessi con frequenza annuale al MiTE e ad ARERA.



Articolo 34- Sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento

Introduce disposizioni per la promozione dei sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento. In particolare, il GSE ha l'onere di qualificare la rispondenza dei sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti che rispettano i requisiti di cui all'articolo 2, comma 2, lettera tt) del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, con riferimento all'anno solare precedente. La qualifica è richiesta dai gestori del servizio di teleriscaldamento o teleraffrescamento, su base volontaria, tramite apposita richiesta al GSE (comma 1).

Dispone inoltre che ARERA preveda una disciplina semplificata che agevoli il distacco da sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento non efficienti qualora il soddisfacimento del fabbisogno energetico dell'utenza possa essere coperto con impianti che garantiscano un maggior risparmio di energia primaria non rinnovabile. Tale disciplina deve essere raccordata con il quadro di disposizioni vigenti in materia di allacci e distacchi dalle reti di teleriscaldamento adottata in attuazione dell'articolo 10, comma 17, lettera c) del decreto legislativo n. 102 del 2014. Analoga possibilità è prevista nei meccanismi di promozione dell'efficienza energetica e del miglioramento della prestazione energetica degli edifici (comma 2).

Infine prevede che la fatturazione dell'energia consumata tramite servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento riporti un maggior numero di informazioni relativamente alle prestazioni energetico-ambientali del sistema stesso. Tale informazione deve altresì essere resa pubblica dal gestore delle reti sul proprio sito internet (comma 3).

Articolo 35 - accelerazione nello sviluppo della rete elettrica

Al comma 1 prevede specifiche attività per i gestori di rete al fine di garantire un'accelerazione nel potenziamento della rete elettrica per accogliere le quote di produzione crescenti da fonti rinnovabili necessarie per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle FER, e nello specifico l'adozione, nella programmazione dello sviluppo di rete, di criteri e modalità predittive della crescita della produzione da fonti rinnovabili sul medio e lungo termine attesa, in modo da programmare e avviare in tempi congrui gli interventi necessari; l'impiego di opportune misure per dotare le aree idonee delle opportune infrastrutture; elaborazione di una pianificazione integrata che individui gli interventi atti a garantire lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici; infine l'elaborazione di una specifica pianificazione integrata e ottimizzata delle reti offshore a cura di TERNIA nell'ambito del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

Al comma 2 prevede che ARERA provveda ove necessario ad aggiornare i propri provvedimenti in materia per dare attuazione a quanto previsto dal comma 1.

Articolo 36 - Regolamentazione del sistema di misura dell'energia elettrica da fonti rinnovabili per l'attribuzione degli incentivi

Al fine di fornire maggiore certezza nella determinazione dei flussi economici correlati ai regimi di sostegno nel settore elettrico prevede l'adozione da parte di ARERA di uno o più provvedimenti per individuare le modalità con le quali il GSE eroga gli incentivi nel settore elettrico. Per la definizione delle discipline sono forniti specifici indirizzi (comma 1).



Al comma 2 definisce che Il Ministro della transizione ecologica, con propri atti, stabilisca le modalità con le quali sono disciplinati i rapporti fra Acquirente Unico S.p.A. e GSE e le modalità di accesso all'infrastruttura informatica del SII, affinché sia garantito un incremento dei livelli di qualità del servizio, nonché una più rapida risposta nell'erogazione degli incentivi.

Infine al comma 3 specifica che nelle more dell'adozione dei provvedimenti di cui al comma 1, il GSE continua ad erogare gli incentivi nel settore elettrico secondo la previgente disciplina.

Articolo 37 - Ottimizzazione interconnessioni alla rete gas

Prevede al comma 1 l'emanazione di una disciplina da parte di ARERA al fine di definire i criteri in base ai quali l'impresa maggiore di trasporto formula una procedura per l'integrazione delle informazioni e delle soluzioni atte a ottimizzare le connessioni degli impianti di biometano sulla rete del gas compresa le reti di distribuzione.

Successivamente al comma 2 prevede l'ampliamento all'idrogeno delle condizioni di connessione e accesso attualmente previste per il biometano.

Articolo 38 - Semplificazioni per la costruzione ed esercizio di elettrolizzatori

Delinea un quadro di competenze chiare per l'installazione di elettrolizzatori anche eventualmente connessi ad impianti di generazione FER. Definisce a tal fine quattro casistiche per l'installazione di elettrolizzatori in funzione della collocazione e della potenza sempre nel rispetto degli atti di assenso, dei pareri, delle autorizzazioni o nulla osta da parte degli enti territorialmente competenti in materia paesaggistica, ambientale, di sicurezza e di prevenzione degli incendi e del nulla osta alla connessione da parte del gestore della rete elettrica ovvero del gestore della rete del gas naturale.

In particolare, si evidenzia che la disciplina è stata mutuata dall'Articolo 62 della Legge 11 settembre 2020, n. 120 di conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76, recante «Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitali» (Decreto Semplificazioni), per la realizzazione di impianti di accumulo elettrochimico.

Per quanto riguarda le autorizzazioni di cui al comma 1 lettere c) e d), il riparto di competenze tra il Ministero e le Regioni e Province Autonome, segue le medesime regole previste per l'autorizzazione degli impianti di produzione connessi all'elettrolizzatore.

Articolo 39 - Utilizzo dell'energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti

Introduce, al fine di promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti, conformemente alla traiettoria indicata nel PNIEC, l'obbligo per i singoli fornitori di benzina, diesel e metano di conseguire al 2030 una quota minima percentuale di fonti rinnovabili sul totale di carburanti immessi in consumo nell'anno di riferimento e calcolata sulla base del consumo energetico prevedendo altresì specifici vincoli al fine del raggiungimento della quota stessa (commi 1 e 2).

Al comma 3 prevede la definizione di una specifica disciplina attraverso uno o più decreti (MiTE) recante criteri, condizioni e modalità di attuazione per il raggiungimento degli obiettivi di cui al comma 1.



Ai fini dei calcoli della quota di cui al comma 1, è previsto il rispetto di specifiche condizioni per i carburanti e i biocarburanti e sono inoltre fornite indicazioni circa la modalità di conteggio della quota rinnovabile oltre ai fattori moltiplicativi (commi da 4 a 6).

Sono definite inoltre le modalità e i criteri da rispettare per il conteggio dell'elettricità fornita nel trasporto stradale (commi da 7 a 9).

Al comma 10 reca disposizioni circa il Comitato tecnico-consultivo biocarburanti istituito dall'articolo 34, comma 3 del d.l. n. 83/2012.

Infine al comma 11 dispone l'abrogazione dell'articolo 33 e dell'allegato I, parti 2 e 5 del decreto legislativo n. 28/2011.

Nella redazione dell'articolo sono stati presi a riferimento le percentuali e le metodologie di calcolo previste nel PNIEC trasmesso alla Commissione il 31 dicembre 2019.

Articolo 40 - Norme specifiche per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti da colture alimentari e foraggere

Disciplina l'utilizzo di tutte le fonti rinnovabili da biomassa prodotte, prevedendo limiti per il loro utilizzo (validi, oltre che nei trasporti, anche nel comparto elettrico/termico). In particolare:

- stabilisce una soglia massima di utilizzo per le materie prime in competizione con il comparto alimentare/mangimistica (c.d. "food/feed");
- prevede l'uscita dalle materie prime che generano un impatto negativo derivante dal "cambio di uso" del suolo di provenienza (olio di palma, soia).

A tale proposito si evidenzia che la recente legislazione europea di settore si propone di incentivare le bioenergie prodotte a partire da scarti e residui, che non sono in competizione con il comparto alimentazione e mangimistica (cd. "food/feed"), sposando in tal modo il principio dell'economia circolare, e contemporaneamente mira a limitare/eliminare l'utilizzo di materie prime che possano comportare emissioni indirette generate dal cambio di uso dei terreni (cd. effetto ILUC: indirect land use change), anche a seguito di deforestazione. Nel 2019 la Commissione ha adottato un primo atto delegato, nel quale l'olio di palma è identificato come coltura ad alto rischio ILUC.

Articolo 41- Altre disposizioni nel settore del trasporto

Reca ulteriori disposizioni generalmente valide per il settore trasporti e prevede, a valle dell'istituzione della banca dati dell'Unione ai sensi dell'articolo 28, par 2 della direttiva (UE) 2018/2001, la disposizione di una disciplina per renderne note le modalità di partecipazione da parte dei soggetti interessati e delle istituzioni (comma 1).

Al comma 2 si prevedono obblighi di inserimento nella banca dati per gli operatori economico. Al comma 3 si prevedono modalità di aggiornamento dell'Allegato IX in conseguenza degli atti della Commissione. Il comma 4 prevede la segnalazione da parte del MiTE alle autorità competenti degli Stati membri interessati eventuali casi di comportamenti potenzialmente fraudolenti con riferimento



al rispetto degli obblighi di cui all'articolo 39 e dei criteri di sostenibilità cui all'articolo 42 (comma 3).

Articolo 42 - Criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa

Disciplina i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas serra che tutte le fonti di energia da biomassa, indipendentemente dall'utilizzo finale, devono rispettare per poter accedere ai regimi incentivanti, nonché per poter essere conteggiate ai fini del raggiungimento degli obiettivi nazionali. Nello specifico:

- estensione anche ad altri comparti (comparto elettrico a determinate condizioni) di alcuni criteri di sostenibilità già esistenti relativi ai terreni di provenienza delle biomasse;
- previsione di criteri di sostenibilità aggiuntivi riferiti alle biomasse forestali;
- revisione dei valori minimi di risparmio in termini di emissioni di gas ad effetto serra rispetto al combustibile fossile di riferimento.

Articolo 43- Verifica della conformità con i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra

Disciplina le modalità di verifica del rispetto dei criteri riportati nei precedenti articoli 42 e 39, dettagliando e integrando il regime attualmente vigente.

In particolare, conferma la possibilità alternativa di aderire al sistema nazionale di certificazione ovvero a un sistema "volontario" approvato dalla Commissione, sono specificate altresì le modalità di verifica indipendente e alcune regole tecniche (ad esempio, sul bilancio di massa).

Articolo 44 - Calcolo dell'impatto dei gas a effetto serra dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei combustibili da biomassa

Disciplina, rinviando a quanto previsto negli allegati, le modalità di calcolo dell'entità di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra necessarie a comprovare il criterio previsto dell'articolo 42.

Articolo 45 - Semplificazioni in materia di autorizzazione delle infrastrutture di ricarica

Introduce modifiche a precedenti discipline al fine di promuovere l'installazione di punti di ricarica dei veicoli elettrici, favorendo la semplificazione delle procedure autorizzative e nello specifico all'art. 57 del decreto legge 16 luglio 2020 n. 76, convertito in legge, con modificazioni, dall' art. 1, comma 1, della legge 11 settembre 2020, n. 120. Tali modifiche tengono conto delle disposizioni adottate in attuazione del DL n. 77 del 2021.

Il secondo comma dell'articolo introduce nuove definizioni all'art. 2, comma 1, del D.lgs. 257/16. In particolare, dopo la lettera e) vengono definiti: Dispositivo di ricarica, Infrastruttura di ricarica, e Stazione di ricarica al fine di unificare le definizioni ed aggiornarle rispetto all'avanzamento tecnologico verificatosi negli ultimi anni e che richiede definizioni più puntuali rispetto a quelle inizialmente previste.



Articolo 46 - Garanzie di origine

Reca disposizioni circa il rilascio delle garanzie di origine e nello specifico definisce:

- lo scopo delle garanzie di origine (comma 1);
- i compiti del GSE e indicazioni riportate dalla garanzia di origine (comma 2);
- validità della garanzia di origine (comma 3);
- modalità di rilascio (commi 4 e 5);
- valorizzazione economica all'interno attraverso la piattaforma di scambio e rilascio diretto all'acquirente (commi 6 e 7);

Al comma 8 è previsto, tramite apposito provvedimento (MiTE) su proposta di ARERA, l'aggiornamento della disciplina esistente in conformità alle previsioni dei precedenti commi.

Infine, al comma 9 dispone l'abrogazione dell'articolo 34 del decreto legislativo n. 28 del 2011.

Articolo 47 - Sistemi di qualificazione degli installatori e soggetti abilitati all'attestazione della prestazione energetica degli edifici

Definisce le modalità di conseguimento della qualifica professionale per l'attività di installazione e 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, anche tenendo conto delle disposizioni introdotte dal DL 77/2021.

Articolo 48 - Monitoraggio PNIEC, Sistema Statistico Nazionale, Relazioni

Definisce le modalità di aggiornamento della produzione statistica in materia di energia prevedendo altresì l'individuazione di modalità di condivisione di dati e meccanismi gestiti dalle società del gruppo GSE, Ispra ed Enea. Sono altresì definite le modalità di approvazione dell'aggiornamento della metodologia statistica approvata dal MiTE su proposta GSE (commi da 1 a 3)

Successivamente prevede l'aggiornamento e il potenziamento, a cura del GSE, del sistema nazionale di monitoraggio anche attraverso interfacce informatiche (comma 4).

Al comma 5 prevede la realizzazione da parte di GSE di una piattaforma informatica in cui confluiscono i dati di monitoraggio, nonché i dati necessari per attuare quanto disposto all'articolo 4.B.

Prevede specifiche rilevazioni statistiche a cura dell'ISTAT e relazioni annuali da trasmettere al MiTE da parte di AU (commi 6 e 7).

Al comma 8 è attribuito ad RSE, nell'ambito delle attività svolte dalla predetta Società, il compito di elaborare e aggiornare con continuità scenari tendenziali e con politiche di sviluppo del sistema energetico nazionale con previsione di trasmissione periodica al MiTE.

Infine al comma 9 è disposta l'abrogazione dell'articolo 40 del decreto legislativo n. 28 del 2011.



Articolo 49 - Disposizioni specifiche per le Regioni a statuto speciale e per le Province autonome di Trento e Bolzano

Specifica che sono fatte salve le competenze delle Regioni a statuto speciale e delle Province autonome di Trento e di Bolzano, che provvedono alle finalità del presente decreto legislativo ai sensi dei rispettivi statuti speciali e delle relative norme di attuazione

Articolo 50 - Disposizioni finali e clausola di invarianza finanziaria

Reca le disposizioni finali in relazione all'attuazione delle misure previste dal decreto e definisce le modalità di aggiornamento degli allegati.

ALLEGATI

Allegato I

Reca le procedure di calcolo degli obiettivi di cui all'articolo 3.

Allegato II

Declina le semplificazioni previste dall'articolo 26, aggiornando il regime giuridico per l'autorizzazione degli interventi di installazione di impianti a fonti rinnovabili ed efficienza energetica negli edifici. In particolare per le diverse tipologie di impianto l'allegato specifica le caratteristiche degli interventi che possono essere effettuati senza comunicazione da parte dell'interessato all'amministrazione comunale né titolo abilitativo, ovvero le caratteristiche degli interventi che possono essere eseguiti previa comunicazione dell'inizio dei lavori da parte dell'interessato all'amministrazione comunale, asseverata da un tecnico abilitato, utilizzando il modulo di Comunicazione Inizio Lavori Asseverata (CILA), comprensivo dell'attestazione concernente l'autorizzazione paesaggistica e culturale ove richieste.

Allegato III

Reca disposizioni tecniche per l'attuazione degli obblighi di cui all'articolo 27. In particolare definisce l'entità dell'obbligo di integrazione della produzione di energia rinnovabile negli edifici, con riferimento all'energia elettrica e quella destinata a coprire i consumi per l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento. L'allegato dispone inoltre che gli obblighi in capo agli edifici pubblici siano incrementati del 10%.

Definisce inoltre le caratteristiche tecniche degli impianti atti ad adempiere agli obblighi, nonché l'applicazione dei casi di impossibilità tecnica, con specifico riferimento alla possibilità di provvedere a realizzare interventi che riducano il fabbisogno di energia primaria non rinnovabile dell'edificio (sia per mezzo dell'integrazione delle energie rinnovabili che per mezzo di interventi di efficienza energetica).

Allegato IV

Definisce un quadro comune dei requisiti tecnici minimi che devono rispettare gli impianti a fonti rinnovabili destinati al riscaldamento e al raffrescamento, differenziando per impianti che accedono a incentivi o che non vi accedono, nonché per tipologia di impianto.



Allegato V

Reca le caratteristiche da rispettare per la definizione dei programmi di formazione e riconoscimento del fornitore di formazione per la qualificazione professionale degli installatori.

Allegato VI

Reca il contenuto energetico dei combustibili e in particolare dei:

- combustibili da biomassa e/o operazioni di lavorazione della biomassa;
- combustibili rinnovabili che possono essere prodotti a partire da diverse fonti rinnovabili, compresa la biomassa;
- combustibili fossili.

Allegato VII

Reca regole per il calcolo dell'impatto dei gas a effetto serra dei biocarburanti, dei bioliquidi e dei carburanti fossili di riferimento nello specifico riportando:

- A. valori tipici e standard dei biocarburanti se prodotti senza emissioni nette di carbonio a seguito della modifica della destinazione d'uso dei terreni;
- B. stima dei valori tipici e standard dei futuri biocarburanti non presenti sul mercato o presenti solo in quantità trascurabili al 2016 se prodotti senza emissioni nette di carbonio a seguito della modifica della destinazione d'uso dei terreni;
- C. metodologia di calcolo delle emissioni di gas ad effetto serra;
- D. valori standard disaggregati per i biocarburanti e i bioliquidi;
- E. stima dei valori standard disaggregati per i futuri biocarburanti e bioliquidi non presenti sul mercato o presenti sul mercato solo in quantità trascurabili al 2016.

Allegato VIII

Reca regole per il calcolo dell'impatto dei gas a effetto serra dei combustibili da biomassa e i relativi combustibili fossili di riferimento nello specifico riportando:

- A. valori tipici e standard delle riduzioni dei gas a effetto serra per i combustibili da biomassa se prodotti senza emissioni nette di carbonio a seguito della modifica della destinazione d'uso dei terreni;
- B. metodologia di calcolo delle emissioni di gas ad effetto serra;
- C. valori standard disaggregati per i combustibili da biomassa;
- D. totale dei valori tipici e standard per le filiere del combustibile da biomassa.

Allegato IX

Reca l'elenco delle materie prime per la produzione di biogas per il trasporto e biocarburanti avanzati, il cui contributo per il conseguimento delle quote di cui all'articolo 39, commi 1 e 2, è considerato il doppio del loro contenuto energetico ai sensi del comma 6, lettera a). e delle materie prime per la produzione di biogas per il trasporto e biocarburanti avanzati, il cui contributo per il conseguimento delle quote di cui all'articolo 39, commi 1 e 2, è limitato ai sensi del comma 2 lettera b) e può essere considerato il doppio del loro contenuto energetico ai sensi del comma 6, lettera a).



RELAZIONE TECNICA

1. Inquadramento generale

Il decreto legislativo in esame si inserisce nella più ampia strategia europea di decarbonizzazione, con l'obiettivo di innescare anche in Italia il cd "Green Deal". Il provvedimento, quindi, in attuazione del Piano Nazionale Integrato per l'energia e il clima introduce un set di misure e strumenti da cui è atteso un effetto ampiamente espansivo sull'economia del Paese e, dunque, sul bilancio dello Stato.

Una quantificazione numerica di tale effetto complessivo è rilevabile facendo riferimento al quadro degli **investimenti cumulati aggiuntivi** nel periodo 2017-2030, come risultanti dalle elaborazioni scenariali svolte con il modello Times-Italia e riportate nel PNIEC adottato dall'Italia e approvato dalla Commissione Europea. Dal confronto dello scenario che attua le politiche e misure complessivamente previste nel Piano con quello cd "base" (ovvero in assenza di nuove politiche settoriali attive), sono stati rilevati dal modello gli investimenti aggiuntivi attivati nel periodo 2017-2030, stimati in circa **187 miliardi di euro**.

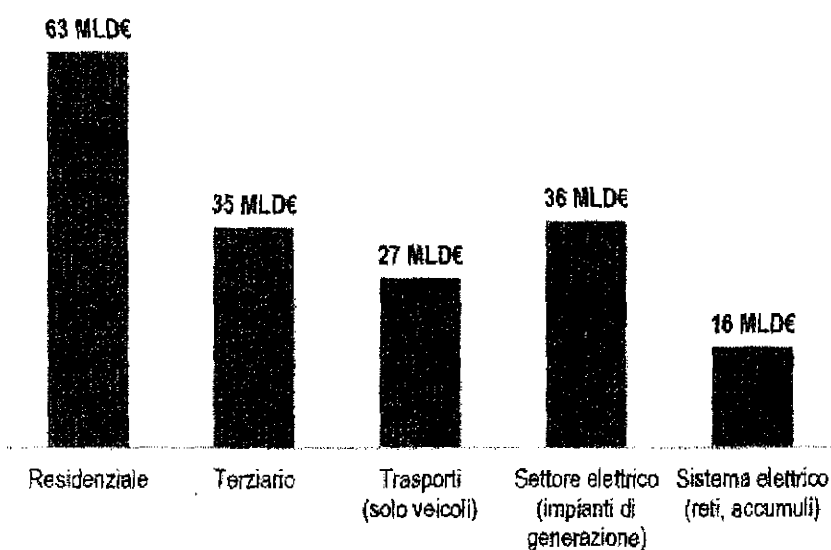


Figura 1: investimenti aggiuntivi cumulati sul periodo 2017-2030 attivati dall'attuazione delle politiche e misure del PNIEC rispetto allo scenario base– miliardi di Euro

(Fonte: PNIEC- scenario Times Italia)

Come rilevabile dalla figura 1, i nuovi investimenti riguardano in maniera differenziata i diversi settori dell'economia e sono effetto dell'azione complessiva delle diverse misure previste dal PNIEC



nei settori delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica, dei trasporti, della sicurezza del sistema energetico, delle politiche ambientali specifici per la riduzione delle emissioni di CO₂.

Si rileva che tali stime, condotte a gennaio 2020 non includevano l'ulteriore effetto acceleratorio derivante dall'attuazione delle misure previste dal PNRR, che, nello schema di decreto legislativo in esame, si integrano sinergicamente nelle misure settoriali già presenti, per rafforzarne in maniera strutturale gli effetti.

A fronte di tali effetti positivi sugli investimenti e dunque, sulle correlate maggiori entrate per il bilancio dello Stato, con riferimento alle misure contenute nel decreto legislativo in esame va rilevato, in via generale, che le misure in materia di semplificazione dei procedimenti amministrativi, nonché quelle in materia regolamentare, hanno un effetto positivo in termini di razionalizzazione e riduzione della spesa pubblica, mentre le misure e gli strumenti economici non incidono sul bilancio dello Stato, trovando principalmente copertura sulle tariffe dell'energia elettrica e del gas.

In merito agli effetti sulle tariffe dell'energia, sebbene non direttamente rilevanti sul bilancio dello Stato, va rilevata, in via generale, la sostenibilità complessiva del provvedimento sui consumatori: grazie alla fuoriuscita degli impianti in esercizio dai meccanismi di incentivazioni passati, maggiormente onerosi, e alla contemporanea disponibilità di tecnologie rinnovabili a costi maggiormente competitivi, non sono attesi significativi incrementi nel breve periodo, con una riduzione dei costi di incentivazione sulle tariffe dell'energia attesa nel medio lungo-periodo. Il decreto legislativo in esame introduce, inoltre, un'ulteriore leva di calmierazione dei prezzi, destinando una parte dei proventi delle aste di CO₂ a copertura dei costi degli incentivi tariffari (si vede il dettaglio nel seguito).

2. Analisi di dettaglio dell'articolato.

Nello specifico delle singole previsioni, gli **articoli 1, 2 e 3** non determinano impatti finanziari in quanto a connotazione prettamente programmatica. In particolare, le citate disposizioni definiscono rispettivamente le finalità di accelerazione del percorso di crescita sostenibile dell'Italia, con particolare riguardo al settore dell'energia da fonti rinnovabili, l'integrazione del quadro delle definizioni di settore funzionali all'adeguamento alle disposizioni comunitarie, gli obiettivi nazionali in materia di fonti rinnovabili.

Anche l'**articolo 4** assume connotazione programmatica, nel dettare i principi generali in tema di rivisitazione dei regimi di sostegno applicati all'energia prodotta da fonti rinnovabili attraverso il riordino ed il potenziamento dei vigenti sistemi di incentivazione e, in quanto tale, non reca impatti sul bilancio dello Stato.

Gli **articoli 5, 6 e 7** disciplinano nel dettaglio i meccanismi di incentivazione, i meccanismi di asta al ribasso, ed infine le tariffe per piccoli impianti: in relazione alle citate disposizioni non sono da rilevarsi impatti sulla finanza pubblica posto che i relativi oneri trovano copertura nelle tariffe del servizio elettrico applicate ai clienti finali. Va rilevato, oltre quanto già detto al precedente paragrafo sulla sostenibilità generale dei costi in bolletta, che gli strumenti descritti, se pur introducendo novità in termini di semplificazione e stabilità per favorire gli investimenti, costituiscono prosecuzione di strumenti attualmente vigenti, adottati in attuazione del decreto legislativo n. 28 del 2011.

Va rilevato, infine, che la copertura dei costi delle attività del GSE, per questi come per gli altri meccanismi previsti nel seguito, è garantita da oneri istruttori posti a carico degli operatori, ai sensi



dell'articolo 25 del decreto legge 26 giugno 2014 n. 91, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116.

Analoghe considerazioni a quelle appena svolte, valgono riguardo all'**articolo 8** che, nello specifico, disciplina i meccanismi di incentivazione per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo o in comunità energetiche rinnovabili.

Riguardo all'**articolo 9**, non sono da rilevarsi impatti sulla finanza pubblica: tale disposizione reca la definizione di modalità e tempistiche per il passaggio dai vecchi ai nuovi meccanismi di incentivazione.

L'**articolo 10** disciplina la promozione dell'utilizzo dell'energia termica da fonti rinnovabili. L'articolo, anche in questo caso, modifica un meccanismo in essere, ovvero il conto termico, per orientarne l'ambito di applicazione anche ai grandi impianti di produzione di energia termica, nonché alle energy community. In tal senso, non sono quindi previsti effetti sul bilancio dello Stato né sulle tariffe del gas naturale.

L'**articolo 11** detta al comma 1 disposizioni di dettaglio per l'imputazione delle produzioni di massa in impianti di produzione mista biogas/biometano e non ha effetti sul bilancio dello Stato. Al comma 2 reca proroga del meccanismo di ritiro del biometano nell'ambito del meccanismo dei CIC (certificati di immissione in consumo), meccanismo che non incide sul bilancio dello Stato, poiché impone un obbligo sui soggetti che immettono in consumo combustibili tradizionali.

L'**articolo 12** detta disposizioni per la promozione dello sviluppo tecnologico e industriale nonché per il monitoraggio di sistema in relazione alle quali non si rinvengono nuovi o maggiori oneri a carico del bilancio dello Stato.

Gli **articoli 13 e 14** recano disposizioni volte a dettare, rispettivamente, i principi generali e i criteri specifici per il coordinamento fra le misure del PNRR e gli strumenti di incentivazione settoriali previsti dal presente decreto legislativo al fine di ottimizzarne il funzionamento. L'effetto atteso è quello di una riduzione dei costi per il bilancio dello Stato, in quanto le disposizioni introdotte consentono di ridurre i costi istruttori e amministrativi di gestione delle misure del PNRR, oltreché i tempi: si prevede infatti che, nei casi in cui il soggetto richiedente presenti contemporanea istanza di accesso alle misure di incentivazione tariffaria e alle misure del PNRR, la verifica dei requisiti per l'ammissione agli incentivi dei progetti possa essere svolta dal GSE nell'ambito della medesima istruttoria.

L'**articolo 15** dispone l'impiego di una quota dei proventi delle aste della CO2 per la copertura dei costi di incentivazione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, con un effetto positivo per i consumatori di energia elettrica che potrebbero risentire negativamente delle dinamiche di aumento del prezzo della CO2 sui prezzi praticati nel mercato elettrico. A riguardo, come noto, i proventi delle aste delle quote CO2 sono raccolti dal GSE, in quanto soggetto responsabile del collocamento delle quote stesse, e da quest'ultimo trasferiti con cadenza indicata dal Ministero dell'economia e delle finanze, in apposito conto acceso presso la Tesoreria dello Stato (art. 23 del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47).

I proventi sono quindi versati all'entrata del bilancio dello Stato per essere riassegnati dal MEF. La legge prevede che il 50% delle risorse sia destinato al "fondo ammortamento dei titoli di Stato", mentre il rimanente 50% è suddiviso e assegnato nella misura del 70% all'ex Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del 30% all'ex Ministero dello sviluppo economico, con il vincolo di destinarlo a finanziare interventi di promozione della decarbonizzazione, dell'efficienza



energetica e dello sviluppo sostenibile. A seguito della riorganizzazione delle competenze dei Ministeri, il 50% dei proventi complessivi sarà destinato al Ministero della transizione ecologica, mantenendo il vincolo di utilizzo delle risorse per progetti energetico-ambientali.

La legge prevede inoltre che la quota annua dei proventi derivanti dalle aste eccedente il valore di 1 miliardo di euro, è destinata, nella misura massima complessiva di 100 milioni di euro per l'anno 2020 e di 150 milioni di euro annui a decorrere dall'anno 2021, al Fondo per la transizione energetica nel settore industriale, con l'assegnazione di una quota fino a 10 milioni di euro al finanziamento di interventi di decarbonizzazione e di efficientamento energetico del settore industriale e della restante quota alle finalità di compensazione per le imprese soggette a carbon leakage indiretto nonché, per una quota massima di 20 milioni di euro annui per gli anni dal 2020 al 2024, al Fondo per la riconversione occupazionale nei territori in cui sono ubicate centrali a carbone.

L'articolo 16 disciplina i progetti comuni e i trasferimenti statistici con altri Stati membri. La norma non ha impatti sul bilancio dello Stato. Nel caso di trasferimenti statistici da altri Stati membri dell'Unione europea verso l'Italia, la copertura dei relativi costi è assicurata dalle tariffe dell'energia elettrica e del gas naturale, con modalità fissate dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente. Nel caso di trasferimenti statistici dall'Italia verso altri Stati membri o regioni dell'Unione europea, i proventi derivanti dal trasferimento statistico sono attribuiti direttamente alla Cassa per i servizi energetici e ambientali e sono destinati 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.

L'articolo 17 disciplina i progetti comuni con Paesi terzi e non determina impatti sulla finanza pubblica.

L'articolo 18 detta i principi generali in materia di semplificazione delle procedure autorizzative per la costruzione e l'esercizio degli impianti a fonti rinnovabili, senza nuovi o maggiori oneri per il bilancio dello Stato.

L'articolo 19 al comma 1 dispone, in attuazione della Direttiva, l'introduzione di sportelli unici a favore dei richiedenti le autorizzazioni per impianti a fonti rinnovabili. Per tali istanze sono utilizzati gli sportelli unici già previsti a legislazione vigente, dunque senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica: in particolare, lo sportello unico per l'edilizia e lo sportello unico per le attività produttive. Allo sportello unico per l'edilizia verranno trattate le istanze per i piccoli impianti integrati negli edifici, mentre per gli impianti più grandi, in numero più contenuto, si ricorrerà al SUAP rientrando queste ultime fra le tipologie di attività produttive per la produzione di energia elettrica. Si tratta, dunque, in entrambi i casi, di attività istituzionali e fronteggiabili senza ulteriori finanziamenti per gli sportelli in questione, attuando al contempo un'operazione di razionalizzazione e semplificazione dell'attività amministrativa. Le attività, dunque, sono essere svolte dalle amministrazioni interessate con le risorse umane, strumentali e finanziarie già disponibili a legislazione vigente.

Gli articoli 20, 21 e 22 recano rispettivamente la disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili, per la realizzazione presso il GSE di una piattaforma digitale in cui confluiscono i dati di monitoraggio previsti dall'articolo 48 e quelli necessari per la caratterizzazione delle aree idonee. I costi correlati, sono coperti, trattandosi di attività che presentano costi aggiuntivi e che esulano dal perimetro delle ordinarie attività istituzionali attribuite al GSE, tramite il ricorso a quota parte dal gettito delle tariffe elettriche e del gas naturale, che sarà opportunamente rimodulato, in modo tale da coprire il costo effettivo dei servizi resi.



L'**articolo 23** detta una disciplina specifica in materia di impianti off-shore, riguardo sia alle procedure autorizzative che alla individuazione delle aree idonee, in relazione alla quale non si rilevano impatti finanziari sul bilancio dello Stato.

L'**articolo 24** interviene in materia di semplificazione del procedimento autorizzativo e delle opere infrastrutturali funzionali alla produzione del biometano e non ha parimenti impatto sul bilancio dello Stato.

L'**articolo 25** non determina effetti sulla finanza pubblica in quanto volto ad introdurre semplificazioni per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili al servizio di edifici

L'**articoli 26**, comma 1, nel disciplinare, l'obbligo di utilizzo dell'energia rinnovabile per il miglioramento della prestazione energetica dei nuovi edifici non modifica, ai fini degli impatti sul bilancio dello Stato, l'attuale disciplina prevista dal decreto legislativo n. 28 del 2011, che già prevede tale obbligo, anche per gli edifici pubblici nuovi o soggetti a ristrutturazioni importanti. Dall'introduzione di elementi di aggiornamento tecnico e maggior flessibilità per l'adempimento dell'obbligo (apportati dal testo in esame) sono attesi invece minori costi e un aumento dell'efficienza degli interventi. Per quello che riguarda, invece, il comma 2, la disposizione è innovativa, in quanto introduce un obbligo da ottemperare entro il 31 dicembre 2027 anche per edifici esistenti di grandi dimensioni (superficie superiore a 10.000 metri quadrati) riconducibili al settore terziario (Uffici, ospedali ed edifici commerciali). A riguardo, si è scelto un segmento di edifici per cui è già oggi tipicamente verificata la forte convenienza dell'intervento di integrazione delle fonti rinnovabili in rapporto ai volumi e ai consumi specifici delle utenze. Nei prossimi anni, inoltre, è atteso un ulteriore miglioramento dei costi delle tecnologie. Dunque, qualora l'obbligo dovesse applicarsi ad edifici pubblici non ancora provvisti di impianti a fonti rinnovabili, considerata la forte convenienza, l'intervento potrà agevolmente essere realizzato tramite strumenti che consentano di non gravare sul bilancio dello Stato, facendo ricorso, ad esempio, a contratti di partenariato standard (come quello approvato con la delibera dell'Autorità Nazionale Anticorruzione n. 1116 del 22 dicembre 2020 e con Determina del Ragioniere Generale dello Stato n. 1 del 5 gennaio 2021).

L'**articolo 27**, nel disciplinare, l'obbligo di incremento dell'energia rinnovabile termica nelle forniture di energia, non determina impatti sul bilancio dello Stato.

L'**articolo 28** regola gli accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine senza nuovi o maggiori oneri per il bilancio dello Stato.

Gli **articoli da 30 a 33** disciplinano le configurazioni di autoconsumo e comunità energetiche rinnovabili. Le attività svolte da RSE e GSE ai sensi dell'articolo 33 rientrano nelle attività ordinarie svolte dai predetti enti. Non sono da rilevarsi, dunque, impatti sulla finanza pubblica.

L'**articolo 34** disciplina i sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento e non determina impatti sul bilancio dello Stato.

L'**articolo 35** dispone una serie di misure finalizzate a garantire un'accelerazione nel potenziamento della rete elettrica per accogliere le quote di produzione crescenti da fonti rinnovabili. La norma non determina effetti finanziari sul bilancio dello Stato.

L'**articolo 36** detta disposizioni volte a regolamentare il sistema di misura dell'energia elettrica da fonti rinnovabili per l'attribuzione degli incentivi. Non si rilevano impatti sulla finanza pubblica.



L'articolo 37 interviene in materia di ottimizzazione delle interconnessioni alla rete gas e non comporta effetti finanziari sul bilancio dello Stato

L'articolo 38, nel dettare misure di semplificazione per la costruzione e l'esercizio di elettrolizzatori, non comporta nuovi o maggiori oneri per il bilancio dello Stato.

Gli articoli da 39 a 44 dettano disposizioni specifiche in materia di energia rinnovabile nel settore dei trasporti e di criteri di sostenibilità per biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa. Le norme in questione non recano impatti sulla finanza pubblica.

L'articolo 45 introduce misure di semplificazione in materia di autorizzazione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici. La norma non determina impatti sulla finanza pubblica.

L'articolo 46 disciplina le garanzie di origine senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

L'articolo 47, infine, detta una rivisitazione della disciplina in tema di sistemi di qualificazione degli installatori e soggetti abilitati all'attestazione della prestazione energetica degli edifici, escludendo che eventuali maggiori oneri impattino sul bilancio dello Stato. Al riguardo, si prevede che gli eventuali nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica derivanti dalle attività di formazione ivi disciplinate siano posti a carico dei soggetti partecipanti alle medesime attività.

L'articolo 48 reca disposizioni in materia di monitoraggio e attuazione del PNIEC. I costi dell'architettura informatica e dell'attività strumentale straordinaria rispetto alle funzioni svolte dagli enti interessati, sono coperti, trattandosi di attività che presentano costi aggiuntivi e che esulano dal perimetro delle ordinarie attività istituzionali attribuite al GSE, tramite il ricorso a quota parte dal gettito delle tariffe elettriche e del gas naturale, che sarà opportunamente rimodulato, in modo tale da coprire il costo effettivo dei servizi resi.

L'articolo 49 reca disposizioni specifiche per le regioni a statuto speciale senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

L'articolo 50 reca, infine, la clausola di invarianza finanziaria.

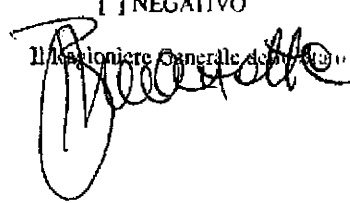
La verifica della presente relazione tecnica, effettuata ai sensi e per gli effetti dell'art. 17, comma 3, della legge 31 dicembre 2009, n. 196 ha avuto esito

POSITIVO

NEGATIVO

6 AGO. 2021

Il Relatore Generale dell'AGRI



ANALISI TECNICO NORMATIVA

SCHEMA DI DECRETO LEGISLATIVO DI RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO SULLA PROMOZIONE DELL'USO DELL'ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI, PUBBLICATA NELLA G.U.U.E. 21 DICEMBRE 2018, N. L 328.

PARTE I - ASPETTI TECNICO-NORMATIVI DI DIRITTO INTERNO

1) Obiettivi e necessità dell'intervento normativo. Coerenza con il programma di governo.

L'articolo 5 della legge 22 aprile 2021, n. 53 -legge di delegazione europea 2019-2020 -conferisce al Governo la delega per l'attuazione della Direttiva (UE) 2018/2001, che promuove l'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

Ai sensi dell'art. 31 Legge 234 del 2012, la delega deve essere esercitata entro 3 mesi dall'entrata in vigore della legge di delegazione europea, ossia entro l'8 agosto 2021.

La Direttiva (UE) 2018/2001 promuove il maggiore ricorso all'energia da fonti rinnovabili che rappresenta uno degli obiettivi della politica energetica dell'Unione. Tale obiettivo europeo è perseguito nell'ambito della più ampia strategia del "Green Deal", ovvero l'insieme delle politiche e delle azioni volte a raggiungere la neutralità climatica dell'Unione Europea entro il 2050, garantendo che la crescita economica sia dissociata dall'uso delle risorse.

In quest'ottica, l'Italia, che condivide appieno l'impegno per la decarbonizzazione dell'economia, ha redatto il proprio "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima" (nel seguito anche PNIEC) per delineare il mix di soluzioni e strumenti maggiormente compatibile con gli obiettivi al 2030, predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018, e trasmesso alla Commissione europea il 31 dicembre 2019.

Il presente decreto legislativo di recepimento della Direttiva UE 2001/2018 trova quindi al suo interno l'attuazione delle misure e degli strumenti delineati nel PNIEC, fermo restando che nell'attuazione degli stessi si terrà conto della modifica della legge europea sul clima, con la quale si è stabilito, per l'Unione europea, un obiettivo europeo vincolante di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030, rispetto al 40% attuale.

Il termine di recepimento per la Direttiva è scaduto il 30 giugno 2021, data entro la quale gli Stati membri dovevano adottare e pubblicare le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative nazionali necessarie per conformarsi alla Direttiva stessa, per poi informarne immediatamente la Commissione. A seguito del mancato recepimento nei termini da parte dell'Italia, il 26 luglio scorso la Commissione ha aperto la relativa procedura di infrazione n. 2021/0266.

Tale ritardo è dovuto principalmente a tre ordini di ragioni: i lavori per la redazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, l'istituzione nel marzo scorso del nuovo Ministero della transizione ecologica che ha avuto alcuni riflessi sull'organizzazione dei lavori, l'approvazione della legge di delegazione europea avvenuta solo nello scorso mese di aprile e, infine, la contemporanea attività legislativa su alcuni temi trattati nella Direttiva 2018/2001 che ha trovato la sua conclusione

nell'adozione della recentissima legge 29 luglio 2021, n. 108, con cui è stato convertito con modificazioni il decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, recante «*Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure*» pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 181 del 30 luglio 2021.

Alla luce di quanto sopra specificato, l'intervento normativo in esame, pienamente coerente con il programma di Governo, si rende necessario al fine di garantire la corretta e completa attuazione della Direttiva (UE) 2018/2001.

2) Analisi del quadro normativo nazionale

La disciplina nazionale in materia è contenuta nel 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", rispetto al quale l'intervento normativo in oggetto apporta le opportune e necessarie modifiche per il corretto e integrale recepimento della Direttiva.

È stata effettuata un'attenta analisi del quadro normativo nazionale di riferimento per l'individuazione delle ulteriori disposizioni sulle quali era necessario operare un intervento, a valle della quale è emersa la necessità di apportare una modifica al decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, come meglio illustrato di seguito.

3) Incidenza delle norme proposte sulle leggi ed i regolamenti vigenti.

Per dare attuazione a quanto richiesto dal provvedimento UE richiamato, il presente decreto legislativo, conformemente ai criteri di delega previsti all'art. 5 della Legge 53/2021, ha introdotto modifiche al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 e al decreto legislativo 29 dicembre 2003, n.387.

Le modifiche introdotte riguardano, in particolare, i Titoli del d.lgs. 28/2011 indicati tra parentesi:

- ridefinizione degli obiettivi nazionali in materia di fonti rinnovabili (Titolo I);
- riordino e potenziamento dei regimi di sostegno per la produzione di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili nonché per il biometano e lo sviluppo tecnologico e industriale (di cui al Titolo V);
- progetti comuni e trasferimenti statistici (di cui al Titolo VI);
- semplificazioni dei procedimenti autorizzativi e amministrativi per gli impianti di produzione di energia elettrica rinnovabile, nonché interventi sulla regolamentazione tecnica e obblighi (Titolo II);
- energia rinnovabile nei trasporti e criteri di sostenibilità per biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa (Titolo V, capo IV);
- informazione, formazione, (Titolo III) e garanzie di origine (Art. 34).

Infine, sono disciplinate le modalità per il raccordo con le procedure di assegnazione degli incentivi attivate in attuazione dell'articolo 24 del d.lgs. 28/2011, al fine di garantire continuità nell'erogazione degli incentivi.

Riguardo il d.lgs. 387/2003, si evidenzia la modifica dell'art. 12, comma 3, ultimo periodo, attesa la necessità di disciplinare le procedure autorizzative per impianti off-shore a seguito del trasferimento di competenze dal Ministero delle infrastrutture e delle mobilità sostenibili al Ministero della

transizione ecologica di cui al decreto legge 1 marzo 2021 n. 22 convertito con modificazioni dalla legge 22 aprile 2021, n. 55 recante “*Disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri*”. Sono state altresì disciplinate le modalità per individuare le aree idonee per l’installazione di tali impianti in adempimento all’art. 5, comma 1 lett. q) della Legge Delega 53/2021.

4) *Analisi della compatibilità dell'intervento con i principi costituzionali*

Non si rilevano profili di incompatibilità con i principi costituzionali

5) *Analisi delle compatibilità dell'intervento con le competenze e le funzioni delle regioni ordinarie e a statuto speciale nonché degli enti locali.*

Non si rilevano profili di incompatibilità con le competenze e le funzioni delle regioni ordinarie e a statuto speciale nonché degli enti locali in quanto, ai sensi dell'art. 117 della Costituzione, lo Stato ha legislazione concorrente in materia di produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia di cui è chiamato a determinare i principi fondamentali.

6) *Verifica della compatibilità con i principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza sanciti dall'articolo 118, primo comma, della Costituzione.*

Non si rilevano profili di incompatibilità con i principi di sussidiarietà, differenziazione e adeguatezza sanciti dall'articolo 118, primo comma, della Costituzione.

7) *Verifica dell'assenza di rilegificazioni e della piena utilizzazione delle possibilità di delegificazione e degli strumenti di semplificazione normativa.*

Non sono previste rilegificazioni di norme delegificate.

8) *Verifica dell'esistenza di progetti di legge vertenti su materia analoga all'esame del Parlamento e relativo stato dell'iter.*

Non sussistono progetti di legge vertenti su materia analoga attualmente all'esame del Parlamento. Per completezza si segnala la legge di conversione 29 luglio 2021, n. 108, con modificazioni del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, recante «Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure» pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 181 del 30 luglio 2021.

9) *Indicazioni delle linee prevalenti della giurisprudenza ovvero della pendenza di giudizi di costituzionalità sul medesimo o analogo oggetto.*

Non risultano indicazioni delle linee prevalenti della giurisprudenza e non sono pendenti giudizi di costituzionalità sul medesimo o analogo oggetto.

PARTE II - CONTESTO NORMATIVO COMUNITARIO E INTERNAZIONALE

1) *Analisi della compatibilità dell'intervento con l'ordinamento comunitario.*

Il provvedimento risulta compatibile con l’ordinamento comunitario, posto che verte sul recepimento di una Direttiva dell’Unione europea.

2) Verifica dell'esistenza di procedure di infrazione da parte della Commissione Europea sul medesimo o analogo oggetto

In merito al mancato recepimento della direttiva 2018/2001/UE è stata inviata dalla Commissione europea una lettera di messa in mora ai sensi dell'articolo 258 TFUE.

3) Analisi della compatibilità dell'intervento con gli obblighi internazionali

Il provvedimento legislativo in esame non presenta profili di incompatibilità con gli obblighi internazionali.

4) Indicazioni delle linee prevalenti della giurisprudenza ovvero della pendenza di giudizi innanzi alla Corte di Giustizia delle Comunità Europee sul medesimo o analogo oggetto

Non risultano indicazioni sulle linee prevalenti della giurisprudenza ovvero della pendenza di giudizi innanzi alla Corte di Giustizia delle Comunità Europee sul medesimo o analogo oggetto.

5) Indicazioni delle linee prevalenti della giurisprudenza ovvero della pendenza di giudizi innanzi alla Corte Europea dei Diritti dell'uomo sul medesimo o analogo oggetto

Non risultano pendenti giudizi dinanzi alla Corte europea dei diritti dell'uomo sul medesimo o analogo oggetto.

6) Eventuali indicazioni sulle linee prevalenti della regolamentazione sul medesimo oggetto da parte di altri Stati membri dell'Unione Europea

Non risultano indicazioni sulle linee prevalenti della regolamentazione sul medesimo oggetto da parte di altri Stati membri dell'Unione Europea.

PARTE III - ELEMENTI DI QUALITA' SISTEMATICA E REDAZIONALE DEL TESTO

1) Individuazione delle nuove definizioni normative introdotte dal testo, della loro necessità, della coerenza con quelle già in uso

Il provvedimento in esame, introduce le seguenti definizioni al fine di dare compiuta e completa attuazione alla Direttiva:

- “energia dell'ambiente”: sostituisce, ampliandola, la definizione di energia aerotermica e idrotermica, per renderla più in linea con le indicazioni della Direttiva;
- “obbligo in materia di energie rinnovabili”;
- “revisione della potenza dell'impianto” o “repowering”;
- “mix energetico residuale”;
- “autoconsumatore e autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente”;
- “comunità di energia rinnovabile” o “comunità energetica rinnovabile”;
- “energia condivisa”;
- “accordo di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili”;
- “scambi tra pari di energia rinnovabile”;
- “area idonea”;
- “biomassa agricola, biomassa forestale, combustibili da biomassa”;

- “zona di approvvigionamento”;
- “rigenerazione forestale”;
- “carburanti derivati da carbonio riciclato”;
- “colture alimentari e foraggiere”.

L'introduzione di queste definizioni è resa necessaria per poter disciplinare tutte le tematiche, misure e strumenti, introdotte dalla Direttiva (UE) 2018/2001.

2) *Verifica della correttezza dei riferimenti normativi contenuti nel progetto, con particolare riguardo alle successive modificazioni ed integrazioni subite dai medesimi*

I riferimenti normativi contenuti nel provvedimento in esame sono corretti.

3) *Ricorso alla tecnica della novella legislativa per introdurre modificazioni ed integrazioni a disposizioni vigenti*

Le norme richiamate sono state modificate facendo ricorso alla tecnica della novella legislativa.

4) *Individuazione di effetti abrogativi impliciti di disposizioni dell'atto normativo e loro traduzione in norme abrogative espresse nel testo normativo*

Non vi sono effetti abrogativi impliciti.

Per completezza di informazione si elencano le abrogazioni espresse dei seguenti articoli del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28:

- articolo 7, in relazione alle semplificazioni per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili al servizio di edifici;
- articolo 10 e allegato 2, riguardo le specifiche tecniche propedeutiche all'accesso agli incentivi statali per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili;
- articolo 11 e allegato 3, relativamente all'obbligo di utilizzo dell'energia rinnovabile per il miglioramento della prestazione energetica degli edifici;
- articolo 21, relativamente agli incentivi in materia di biogas e produzione di biometano
- articolo 33 e allegato I, parti 2 e 5 sull'utilizzo dell'energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti
- articolo 34 relativamente alle garanzie di origine
- articolo 35, riguardante progetti comuni e trasferimenti statistici con altri Stati membri
- articoli 36 e 37, relativamente ai progetti comuni con Paesi terzi
- articolo 38 riguardante i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa
- articolo 39 relativamente alla verifica della conformità con i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra
- articolo 40, riguardo il monitoraggio PNIEC, Sistema Statistico Nazionale, Relazioni

5) *Individuazione di definizioni dell'atto normativo aventi effetto retroattivo o di reviviscenza di norme precedentemente abrogate o di interpretazione autentica o derogatorie rispetto alla normativa vigente*

Il provvedimento in esame non contiene disposizioni aventi effetto di reviviscenza di norme precedentemente abrogate o di interpretazione autentica o derogatorie rispetto alla normativa vigente.

6) *Verifica della presenza di deleghe aperte sul medesimo oggetto, anche a carattere integrativo o correttivo*

Non vi sono ulteriori deleghe aperte sul medesimo oggetto.

7) *Indicazione degli eventuali atti successivi attuativi; verifica della congruenza dei termini previsti per la loro adozione.*

Successivamente all'entrata in vigore del decreto legislativo, sono previsti interventi in normativa secondaria da parte delle Amministrazioni competenti la cui tempistica prevista viene considerata congrua.

In particolare:

- Entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto legislativo:
 - (uno o più) Decreti del Ministro della transizione ecologica, sentite l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente e la Conferenza unificata per definire le modalità per l'implementazione dei sistemi di incentivazione dei meccanismi di asta al ribasso e delle tariffe per piccoli impianti (Articolo 6 e 7);
 - Decreto del Ministero della Transizione Ecologica per l'aggiornamento dei meccanismi di incentivazione per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo o in comunità energetiche rinnovabili (Articolo 8)
 - Decreto del Ministro della transizione ecologica sentita la Conferenza unificata per la disciplina degli incentivi per la promozione dell'utilizzo dell'energia termica da fonti rinnovabili (Articolo 10)
 - Decreto del Ministro della transizione ecologica per la disciplina degli incentivi in materia di biogas, produzione di biometano e combustibili gassosi da fonti rinnovabili di origine non biologica (Art. 11)
 - Decreto del Ministero della transizione ecologica, sentita l'Autorità di regolazione per l'energia le reti e l'ambiente, che definisce le modalità del versamento di una quota dei proventi delle aste della CO2 ai pertinenti conti di gestione, istituiti presso la CSEA, destinati alla copertura degli oneri per la promozione delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica (Art. 15)
 - Decreto del Ministro della transizione ecologica, di concerto con il Ministro della transizione digitale, sentita la Conferenza unificata che istituisce lo Sportello Unico Digitale per le Energie Rinnovabili (SUDER) (Art. 19)
 - (con uno o più) Decreti del Ministro della transizione ecologica di concerto con il Ministro della cultura, e il Ministro delle politiche agricole, alimentari e forestali, previa intesa in sede di Conferenza unificata per stabilire principi e criteri omogenei per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili aventi

una potenza complessiva almeno pari a quella individuata come necessaria dal PNIEC per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili (Art. 20)

- Decreto del Ministero della transizione ecologica che regola le modalità di funzionamento della piattaforma digitale realizzata presso il GSE, per garantire un adeguato servizio di supporto alle Regioni e alle Province autonome nel processo di individuazione delle aree idonee e nelle attività di monitoraggio ad esso connesse (Art. 21)
- Decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, previo parere della Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province autonome di Trento e di Bolzano di adozione del Piano di gestione dello spazio marittimo produzione di energia da fonti rinnovabili (Art. 23)
- Adeguamento degli obblighi previsti da atti normativi regionali o comunali alle disposizioni in materia di obbligo di utilizzo dell'energia rinnovabile per il miglioramento della prestazione energetica degli edifici (Art. 26)
- Provvedimento del Gestore dei Mercati Energetici – GME S.p.A., realizza una bacheca informatica, con lo scopo di promuovere l'incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula di accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine (Art. 28)
- Delibera di ARERA, che integra le linee guida in materia di gruppi di acquisto di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124 in modo da promuovere, fra le diverse modalità, anche l'approvvigionamento mediante contratti di lungo termine, anche per il tramite degli aggregatori indipendenti e prevedendo che i consumatori interessati ricevano adeguata assistenza informativa (Art. 28)
- (con uno o più) Decreti del Ministro per la transizione ecologica definisce le condizioni, i criteri e le modalità di attuazione, tramite il ricorso a un sistema di certificati di immissione in consumo, per il raggiungimento degli obiettivi in materia di utilizzo dell'energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti. Si provvede, altresì, all'eventuale aggiornamento degli obiettivi di cui ai commi 1 e 2, nonché all'eventuale integrazione degli elenchi di cui all'art. 39 comma 1 lettere a) e b) (Art. 39)
- Decreto di aggiornamento del decreto ministeriale 14 novembre 2019 (Art. 42)
- L'ARERA, definisce misure tariffarie applicabili a punti di prelievo di energia elettrica che alimentano infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico (Art. 45)

- Entro 120 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto legislativo:

- La Concessionaria Servizi Informativi Pubblici – Consip S.p.A. definisce, con il supporto del GSE, uno o più strumenti di gara per la fornitura di energia da fonti rinnovabili alla Pubblica amministrazione attraverso schemi di accordo per la compravendita di energia elettrica di lungo termine.
- Decreto del Ministro della transizione ecologica, su proposta dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, definisce modalità di rilascio, riconoscimento e annullamento della garanzia di origine da fonti rinnovabili e quanto altro stabilito dall'art. 46 del decreto;

- Entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto legislativo:

- Decreto del Ministro della transizione ecologica per la disciplina delle modalità per la concessione dei benefici delle misure PNRR indicate nell'art. 14 del testo del provvedimento, per assicurare il necessario coordinamento fra misure del PNRR e strumenti di incentivazione settoriali previsti (art. 14)
 - Decreto del Ministero della Transizione ecologica di concerto con il Ministero delle infrastrutture e delle mobilità sostenibili, per l'adozione delle linee guida per lo svolgimento dei procedimenti connessi agli impianti off-shore (art. 23)
 - Delibera ARERA modalità di interazione con il sistema energetico delle configurazioni di cui ai commi 30 e 31 del Decreto (Art. 32)
 - Linee guida adottate con decreto direttoriale del Ministero per la transizione ecologica su proposta dell' Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (di seguito anche: ISPRA) relativo ai piani di monitoraggio o di gestione dell'impatto sulla qualità del suolo e sul carbonio nel suolo (nel caso di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa prodotti a partire da rifiuti e residui provenienti da terreni agricoli) (art. 42)
- Entro 30 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto legislativo:
- ARERA definisce i criteri in base ai quali l'impresa maggiore di trasporto formula una procedura per l'integrazione delle informazioni e delle soluzioni atte a ottimizzare le connessioni di detti impianti di biometano sulla rete del gas compresa le reti di distribuzione (art. 37)

Infine:

- entro 180 giorni dall'adozione degli atti delegati della Commissione Europea in materia
- Decreto del Ministero per la transizione ecologica, con riferimento alle norme specifiche per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti da colture alimentari e foraggere è prevista l'adozione - - per individuare la traiettoria di decrescita lineare del limite di riferimento fino all'azzeramento entro il 31 dicembre 2030. (art. 40)
- entro 180 giorni dall'istituzione della banca dati dell'Unione europea per la tracciabilità di carburanti liquidi e gassosi per il trasporto di cui all'articolo 28, paragrafo 2, della direttiva (UE) 2018/2001
- Decreto del Ministero della transizione ecologica, che stabilisce le modalità di partecipazione alla banca dati da parte delle istituzioni nazionali e dei soggetti interessati. In particolare, sono previste adeguate forme e procedure di controllo della veridicità delle informazioni inserite nella banca dati dai soggetti privati, nonché adeguati strumenti di segnalazione delle irregolarità e dei dati non corrispondenti al vero (art. 41)

8) *Verifica della piena utilizzazione e dell'aggiornamento di dati e di riferimenti statistici allineati alla materia oggetto del provvedimento, ovvero indicazione della necessità di commissionare all'Istituto nazionale di statistica apposite elaborazioni statistiche con correlata indicazione nella relazione economico-finanziaria della sostenibilità dei relativi costi*

Non è stato necessario utilizzare dati statistici ISTAT.

Sono stati utilizzati dati informativi raccolti ed elaborati dalle società vigilate GSE SpA, RSE SpA.

RELAZIONE AIR

SCHEMA DI DECRETO LEGISLATIVO RECANTE “DECRETO LEGISLATIVO DI RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA 2018/2001/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO, DELL’11 DICEMBRE 2018, SULLA PROMOZIONE DELL’USO DELL’ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI”

Amministrazione proponente: Presidenza del Consiglio dei Ministri e Ministero della transizione ecologica di concerto con i Ministeri degli affari esteri, della giustizia, dello Sviluppo economico, dell'economia e delle finanze, della cultura, delle politiche agricole alimentari e forestali e della Pubblica amministrazione

Referente dell'amministrazione competente: Ufficio legislativo del Ministero della transizione ecologica - Direzione Generale per l’approvvigionamento, l’efficienza e la competitività energetica

Sintesi dell’Air e principali conclusioni

Lo schema di decreto legislativo in oggetto è finalizzato a dare attuazione alla Direttiva (UE) 2018/2001 (di seguito anche Direttiva) del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, sulla base dei principi e criteri direttivi stabiliti dall’articolo 5 della Legge 22 aprile 2021, n. 53 “Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l’attuazione di altri atti dell’Unione europea - Legge di delegazione europea 2019-2020”.

Ai sensi dell’art. 31 della Legge 24 dicembre 2012, n. 234, la delega deve essere esercitata entro tre mesi dall’entrata in vigore della Legge di delegazione europea, ovvero, nel caso di specie entro l’8 agosto 2021.

L’obiettivo perseguito dalla Direttiva è la promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili che rappresenta uno degli obiettivi della politica energetica dell’Unione insieme alla tutela dell’ambiente e alla sicurezza energetica. Il maggiore ricorso all’energia da fonti rinnovabili costituisce, infatti, una parte importante del pacchetto di misure necessarie per ridurre le emissioni di gas a effetto serra e rispettare gli impegni dell’Unione nel quadro dell’accordo di Parigi del 2015 sui cambiamenti climatici e il quadro per le politiche dell’energia e del clima all’orizzonte 2030. L’obiettivo vincolante in materia di energie rinnovabili a livello dell’Unione, a cui ciascuno Stato membro deve contribuire, figura tra gli elementi di importanza fondamentale per la politica energetica e ambientale dell’Unione stessa. Altri elementi contenuti nel quadro della Direttiva, sono ad esempio: lo sviluppo di sistemi di riscaldamento e raffrescamento da energie rinnovabili e lo sviluppo di carburanti per il trasporto da fonti energetiche rinnovabili.

L’Italia è pienamente coinvolta nel processo di transizione energetica voluto dall’Unione Europea e, in adempimento al Regolamento 2018/1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell’11 dicembre 2018, ha redatto il proprio Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima (nel seguito anche PNIEC) trasmesso alla Commissione europea il 31 dicembre 2019, per delineare il mix di soluzioni e strumenti per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030.

Il PNIEC è stato oggetto di una apposita consultazione pubblica ed è stato sottoposto a Valutazione Ambientale Strategica, consentendo quindi di ottenere un ottimo grado di condivisione generale sulle misure e sugli strumenti che poi sono stati definiti nel decreto legislativo oggetto di esame che reca modifiche al 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”*.

Ai fini del raggiungimento degli obiettivi previsti dalla Direttiva di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030, il provvedimento in esame definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico necessari. Particolare attenzione è dedicata alle procedure di concessione delle autorizzazioni e degli incentivi, nonché all'introduzione di nuove configurazioni quali, le comunità energetiche rinnovabili e i gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente. Tutte le misure e gli strumenti previsti sono ispirati a criteri di semplificazione, efficacia ed efficienza. I diversi strumenti settoriali previsti, inoltre, guardano in maniera sinergica alle risorse stanziare dal PNRR, in modo da favorire lo sviluppo sostenibile del sistema produttivo in coerenza con lo scenario energetico e ambientale di medio e lungo termine.

Le opzioni prescelte consentono un corretto recepimento della Direttiva nell'ordinamento nazionale, secondo i criteri disposti dalla Legge Delega.

Gli impatti economici, sociali e ambientali sono significativi e positivi, in quanto nel perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione, vengono stimolati gli investimenti e l'innovazione con impatti sulla crescita del prodotto interno lordo, l'occupazione e lo sviluppo tecnologico del Paese, tenendo in debito conto gli impatti paesaggistico e ambientale. Avviare questo processo virtuoso, attraverso l'utilizzo sostenibile delle risorse, significa stimolare l'occupazione, la competitività delle imprese ivi comprese le PMI, abbattere nel medio termine i costi dell'energia e promuovere al contempo la partecipazione attiva dei cittadini.

L'AIR è stata redatta dal Ministero della transizione ecologica – Dipartimento energia e clima – Direzione generale per l'approvvigionamento, l'efficienza e la competitività energetica sulla base degli elementi informativi al momento disponibili.

1. Contesto e problemi da affrontare

Fin dalla sottoscrizione del **Protocollo di Kyoto**, l'Unione europea e i suoi Stati membri si sono impegnati in un percorso finalizzato alla lotta ai cambiamenti climatici attraverso l'adozione di politiche e misure comunitarie e nazionali di decarbonizzazione dell'economia.

Percorso confermato durante la XXI Conferenza delle Parti della Convenzione Quadro per la lotta contro i cambiamenti climatici, svoltasi a Parigi nel 2015, che con decisione 1/CP21 ha adottato l'**Accordo di Parigi**. L'Accordo stabilisce la necessità del contenimento dell'aumento della temperatura media globale ben al di sotto dei 2°C e il perseguimento degli sforzi di limitare l'aumento a 1.5°C, rispetto ai livelli preindustriali.

L'Italia ha firmato l'accordo il 22 aprile 2016 e lo ha ratificato l'11 novembre 2016. L'Accordo, che è entrato in vigore il 4 Novembre 2016, è stato ratificato, alla data di stesura del presente documento, da 184 delle 197 Parti della Convenzione Quadro.

A livello comunitario, con il Consiglio europeo di marzo 2007 per la prima volta è stato previsto un approccio integrato tra politiche energetiche e per la lotta ai cambiamenti climatici, con il **Pacchetto Clima-Energia 2020**.

Gli obiettivi del Pacchetto, alcuni dei quali vincolanti, sono stati recepiti nelle legislazioni nazionali degli Stati membri a partire dal 2009. Tra gli obiettivi vincolanti, l'Italia ha un target di riduzione delle emissioni di gas serra per i settori non regolati dalla Direttiva ETS del 13% entro il 2020 rispetto ai livelli del 2005. Per quanto riguarda la promozione delle fonti di energia rinnovabile l'Italia ha l'obiettivo di raggiungere nel 2020 una quota pari al 17% di energia da rinnovabili nei Consumi Finali Lordi di energia e un sotto-obiettivo pari al 10% di energia da rinnovabili nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti.

Nel 2017 i Consumi Finali Lordi complessivi di energia (ovvero la grandezza introdotta dalla Direttiva 2009/28/CE ai fini del monitoraggio dei target UE sulle FER) in Italia si sono attestati intorno a 120 Mtep e quelli di energia da FER intorno a 22 Mtep: la quota dei consumi coperta da FER si attesta dunque al 18,3%, valore superiore al target assegnato all'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE per il 2020.

Per quanto riguarda il settore elettrico, nel 2017 il 35% circa della produzione lorda nazionale proviene da FER; la fonte rinnovabile che nel 2017 ha fornito il contributo più importante alla produzione elettrica effettiva è quella idraulica (35% della produzione elettrica complessiva da FER), seguita dalla fonte solare (23%), dalle bioenergie (19%), dalla fonte eolica (17%) e da quella geotermica (6%).

Nel settore termico proviene da fonti rinnovabili poco meno del 20% dei consumi energetici complessivi. In particolare, nel 2017 sono stati consumati circa 11,2 Mtep di energia da FER, di cui circa 10,3 Mtep in modo diretto (attraverso caldaie individuali, stufe, camini, pannelli solari, pompe di calore, impianti di sfruttamento del calore geotermico) e circa 0,9 Mtep sotto forma di consumi di calore derivato (ad esempio attraverso sistemi di teleriscaldamento alimentati da biomasse). La fonte rinnovabile più utilizzata nel 2017 per i consumi termici è la biomassa solida (circa 7,9 Mtep), utilizzata soprattutto nel settore domestico in forma di legna da ardere e pellet. Assumono grande rilievo anche le pompe di calore (2,65 Mtep), mentre sono ancora limitati i contributi dei bioliquidi, del biogas, della fonte geotermica e di quella solare.

Per quanto riguarda il settore trasporti, nel 2017 sono stati immessi in consumo circa 1,2 mln di tonnellate di biocarburanti (contenuto energetico pari a 1,06 Mtep), in larga parte costituiti da biodiesel.

Si conferma il buon livello di efficienza energetica del nostro Paese: nel 2016 l'indice ODEX per l'intera economia italiana, pari a 92,7, ha confermato i miglioramenti registrati a partire dall'anno 2005 (anno di riferimento 2000 posto pari a 100).

I consumi finali di energia (esclusi gli usi non energetici) nel 2016 sono stati pari a 115,9 Mtep (fonte bilanci energetici Eurostat), in lieve diminuzione rispetto al 2015 (-0,3%). Il settore trasporti ha

ribadito il calo degli ultimi anni, assestandosi su un consumo di 39,1 Mtep (-1,1%); il consumo del settore residenziale è stato pari a 32,2 Mtep (-1,0% rispetto al 2015). In controtendenza, invece, i settori servizi e industria, che hanno registrato incrementi dei consumi pari rispettivamente a +0,3% e +1,4%, determinati principalmente dalla dinamica dell'attività economica.

Nel 2016 l'intensità energetica primaria dell'Italia è stata pari a 107,8 tep/mln€2005; il calo rispetto al 2015 (-1,8%) è determinato dalla riduzione dei consumi primari a fronte della crescita del PIL; in generale, nel 2016 l'Italia ha mostrato una riduzione dell'intensità energetica tra le più importanti dell'Unione europea.

La progressiva incidenza delle FER e la riduzione dell'intensità energetica hanno contribuito, negli ultimi anni, alla riduzione della dipendenza del nostro Paese dalle fonti di approvvigionamento estere; la quota di fabbisogno energetico nazionale soddisfatta da importazioni nette rimane elevata (pari al 77,7%) ma più bassa di circa 5 punti percentuali rispetto al 2010.

Nel 2017 riprende a crescere, dopo un decennio di riduzione quasi continua, la domanda di energia primaria (+1,5% rispetto al 2016); questa è soddisfatta sempre meno dal petrolio (che comunque rappresenta un terzo del totale), dai combustibili solidi (al 6,1%) e dall'energia elettrica importata (al 4,9%). Cresce invece il contributo del gas (al 36,2%) e si conferma quello delle fonti rinnovabili (pari a poco meno di un quinto).

Il cammino dell'Italia verso la sostenibilità oltre il 2020 seguirà il solco tracciato dalla **Strategia per un'Unione dell'energia** - basata sulle cinque dimensioni: decarbonizzazione (incluse le rinnovabili), efficienza energetica, sicurezza energetica, mercato dell'energia completamente integrato, ricerca, innovazione e competitività - e dal nuovo **Quadro per l'energia e il clima 2030** approvato dal Consiglio europeo nelle conclusioni del 23 e 24 ottobre 2014 e successivi provvedimenti attuativi.

Alla luce del contesto, in vista del 2030 e della roadmap al 2050, l'Italia sta compiendo uno sforzo per dotarsi di strumenti di pianificazione finalizzati all'identificazione di obiettivi, politiche e misure coerenti con il quadro europeo e funzionali a migliorare la sostenibilità ambientale, la sicurezza e l'accessibilità dei costi dell'energia.

Con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, il 10 novembre 2017 è stata adottata la nuova **Strategia Energetica Nazionale (SEN)**, che, come dichiarato dai Ministri che l'hanno approvata, costitutiva non un punto di arrivo, ma un punto di partenza per la preparazione del Piano integrato per l'energia e il clima (PNIEC), utile per l'istruttoria tecnica di base e per la consultazione svolta.

Oltre alla Strategia Energetica Nazionale, vari sono i documenti di rilievo che disegnano a livello nazionale un contesto favorevole all'adozione del PNIEC: di seguito se ne citano alcuni.

L'adozione nel 2013 della "**Strategia europea di Adattamento al Cambiamento Climatico**" ha dato l'impulso ai Paesi europei a dotarsi di una Strategia nazionale in materia. Con Decreto del Ministero dell'Ambiente del 16 giugno 2015 è stata approvata la **Strategia Nazionale di Adattamento ai Cambiamenti Climatici** con l'obiettivo di definire come affrontare gli impatti dei cambiamenti climatici, comprese le variazioni climatiche e gli eventi meteo-climatici estremi e individuare un set di azioni e indirizzi finalizzati a: ridurre al minimo i rischi derivanti dai cambiamenti climatici, proteggere la salute e il benessere e i beni della popolazione, preservare il

patrimonio naturale, mantenere o migliorare la capacità di adattamento dei sistemi naturali, sociali ed economici.

Il 7 dicembre 2017 è stato approvato il documento **“Verso un modello di economia circolare per l’Italia - Documento di inquadramento e posizionamento strategico”** elaborato dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Il documento ha l’obiettivo di fornire un inquadramento generale dell’economia circolare nonché di definire il posizionamento strategico dell’Italia sul tema, in continuità con gli impegni adottati nell’ambito dell’Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici, dell’Agenda 2030 delle Nazioni Unite sullo Sviluppo Sostenibile e in sede G7: il tutto per delineare un quadro per passare dall’attuale modello di economia lineare a quello circolare, con un ripensamento delle strategie e dei modelli di mercato, anche per salvaguardare la competitività dei settori industriali e il patrimonio delle risorse naturali.

La **Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile (SNSvS)**, approvata dal CIPE il 22 dicembre 2017, disegna una visione di futuro e di sviluppo incentrata sulla sostenibilità, quale valore condiviso e imprescindibile per affrontare le sfide globali del nostro paese. La Strategia rappresenta il primo passo per declinare a livello nazionale i principi e gli obiettivi dell’Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile, assumendone i 4 principi guida: integrazione, universalità, trasformazione e inclusione. La SNSvS è strutturata in cinque aree, corrispondenti alle cosiddette “5P” dello sviluppo sostenibile proposte dall’Agenda 2030: Persone, Pianeta, Prosperità, Pace e Partnership. Una sesta area è dedicata ai cosiddetti vettori per la sostenibilità, da considerarsi come elementi essenziali per il raggiungimento degli obiettivi strategici nazionali. Il documento propone in modo sintetico una visione per un nuovo modello economico circolare, a basse emissioni di CO₂, resiliente ai cambiamenti climatici e agli altri cambiamenti globali causa di crisi locali come, ad esempio, la perdita di biodiversità, la modificazione dei cicli biogeochimici fondamentali (carbonio, azoto, fosforo) e i cambiamenti nell’utilizzo del suolo.

Il documento **“Elementi per una Roadmap della Mobilità Sostenibile”**, elaborato nel 2017 con contributi del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, enti di ricerca, operatori economici del settore e associazioni di consumatori e di categoria, fornisce il contesto attuale della mobilità in Italia e degli impatti ambientali nonché un approfondimento delle opportunità offerte dall’evoluzione tecnologica dei mezzi di trasporto. Secondo questo documento, la costruzione in Italia di una filiera industriale dei veicoli improntata sulle tecnologie innovative rappresenta un tassello indispensabile per sviluppare una vasta infrastruttura per i carburanti alternativi. La Roadmap evidenzia inoltre il ruolo delle misure di sostegno, tra le quali notevole rilievo viene attribuito alle politiche locali a favore della mobilità sostenibile. È nelle città, infatti, che si concentrano le criticità del congestionamento del traffico, delle emissioni inquinanti e della sicurezza stradale. È pertanto nelle città che deve essere stimolato il cambiamento culturale verso l’utilizzo della bicicletta, del trasporto pubblico e dello shift modale, della mobilità elettrica e condivisa e dei veicoli alimentati con carburanti alternativi. È inoltre auspicabile l’utilizzo sempre più diffuso delle applicazioni digitali, quali ad esempio web-conference, il telelavoro e lo smart working, nonché la realizzazione di servizi on line, che riducano la necessità degli spostamenti fisici delle persone.

Il Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati a energia Elettrica (PNIRE), approvato nel 2012 e aggiornato nel 2016, è stato adottato attraverso un percorso condiviso con i principali dicasteri competenti nonché con gli stakeholders del settore. Il Piano ha come obiettivi al 2020 la realizzazione fino a 13.000 punti di ricarica lenta/accelerata, 6.000 punti di ricarica veloce, con un rapporto di 1 punto di ricarica pubblica ogni 8 punti di ricarica privati, e la presenza di 130.000 veicoli elettrici. In tale ambito nel 2017 è stato sottoscritto l'Accordo di programma con le Regioni e gli enti locali per la realizzazione di reti di ricarica dei veicoli elettrici finalizzato a concentrare gli interventi per la realizzazione del Piano in funzione delle effettive esigenze territoriali, promuovendo e valorizzando la partecipazione di soggetti pubblici e privati. È previsto uno stanziamento complessivo di 72,2 mln€, a fronte di un cofinanziamento statale pari a 28,7 mln€. Il PNIRE è attualmente in fase di aggiornamento in un'ottica integrata, che considera anche altre misure di sostegno alla domanda di veicoli elettrici, nonché di potenziamento e fruibilità delle infrastrutture. Si sta, inoltre, valutando la possibilità di coordinare lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica con i piani di razionalizzazione della rete carburanti.

Il Piano d'azione per la sostenibilità ambientale dei consumi nel settore della Pubblica Amministrazione (ovvero Piano Nazionale d'Azione sul Green Public Procurement - PAN GPP) prevede i seguenti tre principali obiettivi ambientali strategici: riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, riduzione delle sostanze chimiche pericolose, riciclo e riuso dei materiali.

Il Piano d'azione in materia di produzione e consumo sostenibile (PAN SCP) si colloca nell'ambito delle politiche e delle strategie internazionali e nazionali su economia circolare, uso efficiente delle risorse e protezione del clima, dando attuazione agli indirizzi comunitari relativi al Piano d'azione europeo su Produzione e consumo sostenibili e su Politica industriale sostenibile COM(2008)397 e all'Agenda 2030 delle Nazioni Unite.

Il Quadro strategico nazionale per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti e la realizzazione delle relative infrastrutture (D.Lgs. 16/12/2016, n.257) favorisce l'utilizzo dei carburanti alternativi, in particolare dell'elettricità, del gas naturale e dell'idrogeno. Per quanto riguarda l'elettricità il decreto ha previsto misure per la realizzazione di un numero adeguato di punti di ricarica. In particolare, si introduce l'obbligo di predisporre le condizioni per l'installazione di infrastrutture per la ricarica elettrica nelle nuove costruzioni. Conseguentemente i regolamenti edilizi comunali dovranno essere adeguati alle nuove predisposizioni. È inoltre previsto l'obbligo per gli enti locali di dotare il proprio parco autoveicoli, autobus e mezzi di servizio di pubblica utilità, al momento del suo rinnovo, di almeno il 25% di veicoli elettrici o alimentati a GNL o a GNC. La norma prevede altresì la predisposizione di punti di rifornimento nei porti per il GNL per la navigazione interna e marittima. È anche stabilito un percorso per l'utilizzo in prospettiva dell'idrogeno nel settore del trasporto.

Nel 2019, la nuova presidentessa della Commissione europea ha posto sfide ambiziose per il prossimo futuro dell'UE. In particolare, ha indicato come tratto distintivo del suo mandato un "Green New Deal Europeo", ossia il ripensamento degli attuali paradigmi economici e dei modelli comportamentali, per un'Europa sostenibile per le future generazioni, che punti a divenire leader mondiale nell'economia circolare e nelle tecnologie pulite.

Il Governo italiano condivide questo approccio avviando a sua volta un “**Green New Deal**”, inteso come patto verde con le imprese e i cittadini, che consideri l’ambiente come motore economico del Paese, orientando il sistema produttivo nazionale in direzione della sostenibilità.

Dando seguito agli intenti del “Green New Deal”, la **nota di aggiornamento del Documento di Economia e Finanza 2019 (naDEF2019)** prevede incentivi e agevolazioni che perseguiranno l’obiettivo di proteggere l’ambiente e favorire la crescita e l’economia circolare. In primo luogo, nella Legge di Bilancio 2020 sono stati introdotti due nuovi fondi di investimento, assegnati a Stato ed Enti territoriali. Le risorse saranno destinate ad attivare progetti di rigenerazione urbana, di riconversione energetica e di incentivo all’utilizzo di fonti rinnovabili. Per il triennio 2019-2021 sono previste forme di incentivo per la valorizzazione edilizia, attraverso l’applicazione dell’imposta di registro e delle imposte ipotecaria e catastale in misura agevolata sui trasferimenti di edifici a favore di imprese di costruzione o di ristrutturazione immobiliare che realizzino interventi di riqualificazione energetica e procedano successivamente alla loro alienazione. Per rilanciare gli investimenti degli Enti territoriali, a partire dall’anno 2020, è stato costituito un fondo da destinare ai Comuni per interventi di efficientamento energetico, sviluppo territoriale sostenibile e messa in sicurezza di infrastrutture ed edifici pubblici.

Tra gli intendimenti della naDEF2019 c’è inoltre l’accelerazione degli investimenti sulla rete ferroviaria inclusi nell’aggiornamento del Contratto di Programma di Rete Ferroviaria Italiana per il 2017-2021 con l’obiettivo di realizzare un programma di intermodalità integrato che renda il sistema ferroviario un punto di collegamento tra i porti e gli aeroporti. Si intende riservare maggiore centralità al trasporto su ferro, efficientando la flotta esistente, raddoppiando l’offerta di TPL e la sua elettrificazione. Si lavorerà inoltre per l’elettrificazione dei porti. Per quanto riguarda il Trasporto pubblico locale, il Governo, consapevole dell’impatto che il sistema pubblico di mobilità ha sulla qualità della vita dei cittadini e sull’ambiente delle città, intende sostenere la mobilità locale e urbana attraverso adeguati investimenti per il trasporto rapido di massa e per il rinnovo del parco autobus. Risorse economiche saranno destinate per contribuire alla sostituzione dei mezzi pubblici allo scopo di incentivare la sicurezza dei trasporti e diminuire le emissioni di CO₂.

La Legge di Bilancio 2020 ha dato seguito alle previsioni della naDEF2019; le misure adottate in tal senso sono descritte nelle parti del Piano di pertinenza. È, tuttavia, utile segnalare in questa sezione l’istituzione dei titoli di Stato cosiddetti “Green”. Le emissioni di titoli di Stato Green saranno proporzionate agli interventi orientati al contrasto ai cambiamenti climatici, alla riconversione energetica, all’economia circolare, alla protezione dell’ambiente e alla coesione sociale e territoriale finanziati dal bilancio dello Stato.

La Legge 12 dicembre 2019, n.141, che ha convertito il Decreto Legge 14 ottobre 2019, n.111, introduce misure per migliorare la qualità dell’aria, in coordinamento con il PNIEC, e predispone politiche per l’incentivazione di comportamenti ecosostenibili (misure per incentivare la mobilità sostenibile nelle aree metropolitane, disposizioni per la promozione del trasporto scolastico sostenibile, etc.).

È stata poi approvata **Legge di Delegazione Europea 2019**, con la quale il Governo italiano sarebbe delegato ad adottare opportuni decreti legislativi per l’attuazione di Direttive europee su molteplici temi, tra cui anche rinnovabili e mercato interno. Nel disegno di legge sono evidenziati alcuni

specifici principi e criteri direttivi che si intende perseguire. Con riferimento alle rinnovabili, si sottolinea innanzitutto l'individuazione di criteri sulla cui base ciascuna Regione e Provincia autonoma identifica le superfici e aree idonee e non idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili e l'individuazione di procedure per garantire il rispetto dei termini massimi di conclusione dei procedimenti, anche ambientali. Si prospetta inoltre il riordino e il potenziamento della normativa in materia di configurazioni per favorire l'autoconsumo, monitorandone al contempo eventuali effetti in tema di imposizione e raccolta degli oneri di sistema. Si vuole inoltre promuovere la diffusione e l'uso di sistemi di accumulo dell'energia, compresi i veicoli elettrici, includendo anche l'accumulo di lungo periodo, e l'integrazione del sistema elettrico con i sistemi del gas e idrico. Si ritiene inoltre importante aggiornare e potenziare i meccanismi di sostegno alle fonti rinnovabili elettriche, termiche e per i trasporti, anche favorendo la sostituzione di impianti obsoleti, nell'ottica di salvaguardare, valorizzare e incrementare la produzione del parco di impianti a fonti rinnovabili esistente, ivi inclusi gli impianti idroelettrici.

L'Italia ha inoltre presentato alla Commissione europea la propria **Strategia di lungo termine**, in attuazione dell'articolo 15 del Regolamento (UE) Governance. Al fine di quantificare lo sforzo da compiere, la Strategia individua i possibili percorsi per la "neutralità climatica" entro il 2050, in linea con gli orientamenti politici europei e nazionali, tracciando innanzitutto, come primo passo, uno scenario di riferimento, caratterizzato da tre elementi essenziali:

- i) centra gli obiettivi previsti dal PNIEC, "trascinando" fino al 2050 le conseguenti tendenze energetico-ambientali virtuose;
- ii) adotta dinamiche "esogene" di PIL e popolazione in linea con il set di previsioni Istat più aggiornato, che dovrebbe essere integrato anche nel prossimo "round" di simulazioni europee;
- iii) integra gli effetti dei cambiamenti climatici, in termini di variazioni potenziali dei gradi giorno, di resa delle colture e di frequenza degli incendi. L'uso delle aggiornate previsioni di PIL e popolazione (punto ii) precedente) comporta una differenza rispetto ai parametri delle stesse grandezze utilizzati nell'ambito del PNIEC, per il quale si fece ricorso, anche su invito della Commissione, ai valori dell'EU reference scenario del 2016. Le analisi svolte evidenziano differenze contenute al 2030, che non incidono significativamente in termini di raggiungimento degli obiettivi del PNIEC e sullo sviluppo delle infrastrutture. In esito alle simulazioni europee, il primo aggiornamento del PNIEC, da proporre alla Commissione europea entro il 30 giugno 2023 ai sensi dell'articolo 14 del Regolamento Governance (UE), costituirà occasione per un più compiuto allineamento tra i due strumenti.

Documenti cardine presentati dall'Italia, ai fini dell'attuazione del presente decreto legislativo sono:

- 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 trasmesso alla Commissione europea il 31 dicembre 2019, 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;
- il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza dell'Italia definitivamente approvato il 13 luglio 2021 con Decisione di esecuzione del Consiglio, che ha recepito la proposta della Commissione europea:

Si segnala infine il decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77 convertito, con modificazioni, dalla legge 29 luglio 2021, n. 108 recante “Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure”.

In tale contesto, i principali problemi affrontati, nel quadro degli strumenti sopra descritti, si possono ascrivere principalmente ai seguenti temi:

- a) snellimento delle procedure autorizzative. Si tratta di un tema trasversale all'interno dell'Unione Europea. In Italia, si osserva un rallentamento nel rilascio delle autorizzazioni, oltreché una progressiva crescita dei dinieghi, con particolare riguardo alla questione paesaggistica. L'attuale tasso di realizzazione degli impianti a fonti rinnovabili (poco meno di 1GW all'anno) non consente di porre l'Italia in linea con il tasso atteso per il 2030 (circa 7GW all'anno). Il decreto in esame, congiuntamente ai provvedimenti correlati (DL n.77/2021) introduce, dunque, una serie di misure che pongono le condizioni per il superamento di tale problematica;
- b) innovazione ed evoluzione del sistema energetico: anche per rispondere alla necessità di pervenire a modelli più sostenibili di realizzazione degli impianti sul territorio, è necessario potenziare il ruolo dei consumatori, rendendoli maggiormente attivi nel processo di cambiamento del sistema energetico, anche nella realizzazione di impianti e condivisione congiunta dell'energia prodotta. In tal senso, il decreto legislativo in esame introduce le nuove figure delle comunità energetiche rinnovabili e quella dei consumatori rinnovabili che agiscono collettivamente, al fine di promuovere l'ottimizzazione dell'autoconsumo in loco e, quindi, anche con lo scopo di risolvere i problemi legati ai maggiori costi di gestione delle fonti non programmabili sulla rete elettrica che si riducono, appunto, quando l'energia viene prodotta e istantaneamente autoconsumata nell'ambito di una comunità locale;
- c) semplificazione e stabilità del sostegno: preconditione essenziale per la ripresa degli investimenti è certamente quella della promozione, in ottica Green Deal, di un tessuto imprenditoriale forte e strutturato. Per far ciò è necessario un quadro di strumenti incentivanti stabili e con orizzonte di lungo periodo che consentano agli investitori di programmare investimenti duraturi e con ricadute sul territorio. Il decreto legislativo in esame, dunque, interviene sui meccanismi vigenti operando semplificazioni e fornendo un quadro di programmazione quinquennale per favorire la crescita sostenibile degli investimenti;
- d) realizzazione delle infrastrutture connesse: Il sistema energetico che si va a delineare in ottica 2030 e, ancor più, in ottica 2050 mostra forti interconnessioni e il fenomeno *del sector coupling* è via via più marcato. In tal senso, dunque, il decreto legislativo interviene per armonizzare tale quadro, operando semplificazioni sui temi delle reti, sia elettriche che gas, ma anche per la ricarica di veicoli elettrici, nonché su infrastrutture per la produzione di idrogeno da energia elettrica e la successiva immissione in rete gas.

Più in generale, nel decreto legislativo si delinea un quadro di misure e strumenti che interesseranno

l'intero Paese, dai cittadini, chiamati a rivestire il ruolo di “prosumer” ovvero consumatori attivi in reti intelligenti e interconnesse, alle imprese, chiamate ad innovarsi e a cogliere le opportunità offerte dal Green Deal, fino alle Amministrazioni Pubbliche che dovranno rivestire un ruolo esemplare in termini di sostenibilità.

2. Obiettivi dell'intervento e relativi Indicatori

2.1 Obiettivi generali e specifici

Con riguardo agli obiettivi generali perseguiti, l'intervento normativo europeo e quello nazionale di cui ci si occupa, che viene adottato in applicazione dei criteri di delega di cui all'articolo 5 della Legge 53/2021, mirano a promuovere l'utilizzo delle fonti rinnovabili per accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili stesse. La concretizzazione di tale transizione esige ed è subordinata alla programmazione e realizzazione degli impianti sostitutivi e delle necessarie infrastrutture.

Lo schema di decreto legislativo ha inoltre i seguenti obiettivi specifici:

- la riduzione degli attuali ostacoli autorizzatori, anche attraverso l'individuazione di aree idonee per l'installazione di impianti FER attraverso la partecipazione attiva degli enti locali;
- la semplificazione nell'accesso ai meccanismi incentivanti;
- l'implementazione delle configurazioni innovative (comunità energetiche e configurazioni di autoconsumo singolo e collettivo) per la diffusione della generazione distribuita;
- la garanzia di un uso razionale ed equo delle risorse naturali e il rispetto dell'ambiente e del paesaggio e della qualità dell'aria.

Per il raggiungimento degli obiettivi specifici è stata, altresì, prevista un'accelerazione nello sviluppo della rete elettrica e della rete gas e sono stati individuati strumenti calibrati sulla base dei settori d'uso, delle tipologie di interventi e della dimensione degli impianti, ivi compresi interventi specifici nel settore termico, anche valorizzando il coordinamento con gli strumenti finalizzati all'efficienza energetica. Infine, si segnala che viene promosso anche il ricorso ai Contratti di lungo termine (Power Purchase Agreement, PPA), da affiancare ai contratti per differenza.

2.2 Indicatori e valori di riferimento

In termini di sviluppo delle FER nel periodo 2017-2030 la seguente tabella mostra gli obiettivi principali su energia e clima dell'UE e per l'Italia.

	2016	2017	2025	2030
Numeratore	21.081	22.000	27.168	33.428
Produzione lorda di energia elettrica da FER	9.504	9.729	12.281	16.060
Consumi finali FER per riscaldamento e raffrescamento	10.538	11.211	12.907	15.031
Consumi finali di FER nei trasporti	1.039	1.060	1.980	2.337
Denominatore - Consumi finali lordi complessivi	121.153	120.435	116.064	111.359
Quota FER complessiva (%)	17,4%	18,3%	23,4%	30,0%

Tabella 1 - Target FER totale al 2030 (Mtep) [Fonte dati: PNIEC]

I risultati ottenuti a valle dell'applicazione dello schema di decreto in esame potranno quindi fungere da indicatore del raggiungimento degli obiettivi al 2030.

In aggiunta, il monitoraggio delle realizzazioni relative ai gruppi di autoconsumatori che agiscono collettivamente e alle comunità di energia rinnovabile, oggetto di importante promozione sarà funzionale all'acquisizione di elementi utili per valutare il successo della disciplina attuata.

Va evidenziato che la raccolta dei dati e delle informazioni rilevanti riguardo agli obiettivi attesi dal decreto di recepimento, sarà oggetto di una specifica attività di monitoraggio affidata dal MiTE a società vigilate competenti per materia quali: GSE SpA, RSE SpA, ISPRA ed ENEA.

Infine, in senso lato, la riduzione delle emissioni inquinanti e il rispetto dei set di indicatori ambientali di contesto potrà essere considerato un indice di garanzia della correttezza delle scelte normative effettuate.

3. Opzioni di intervento e valutazione preliminare

Nel caso del provvedimento in esame, trattandosi di un atto normativo attuativo di una direttiva europea non sussistono le condizioni di non intervento che si qualifica, pertanto, come "necessitato".

Per quanto riguarda le disposizioni per le quali il legislatore europeo lascia margini di discrezionalità agli Stati membri, preme evidenziare che nella trasposizione in via legislativa della direttiva si è tenuto conto delle opzioni esaminate in occasione della Valutazione Ambientale Strategica del PNIEC approvata con Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di concerto con il Ministro per i beni e le attività culturali e per il turismo del 31 dicembre 2019. Preme evidenziare che nell'attività di recepimento si è, altresì, tenuto conto del più ampio e imprescindibile contesto europeo di riferimento (cfr. normativa in materia di Aiuti di Stato con particolare riferimento alla Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020) nonché della necessità di assicurare che le disposizioni inserite risultassero funzionali all'attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) presentato dall'Italia il 30 aprile scorso e definitivamente approvato il 13 luglio 2021 con Decisione di esecuzione del Consiglio Europeo e in perfetta aderenza al decreto legge 31 maggio n. 77 "Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure" convertito con modificazione dalla Legge 29 luglio 2021 n. 108. In particolare, il decreto legislativo in esame si integra al predetto DL, al fine di rafforzarne le disposizioni, con particolare riguardo alle misure di attuazione del PNRR stesso e alle semplificazioni delle procedure autorizzative.

Alla luce di queste considerazioni di carattere generale, preme, comunque, in questa sede fornire ogni utile informazione riguardo, in particolare, il recepimento dei seguenti articoli della Direttiva di cui

ci si occupa che contengono un riferimento alla possibile discrezionalità dello Stato membro in sede di recepimento:

- art. 4, par. 3, 4 e 5 e art. 6 par. 2: nel decreto legislativo di recepimento si è tenuto conto della normativa in materia di aiuti di stato. La scelta opzionata dall'Italia, oltre ad essere quella più affine al quadro delineato dalla Direttiva 2018/2001, è la medesima messa in campo dai principali Paesi europei e – per alcuni aspetti, come ad esempio la tipologia di incentivo concesso - si muove nel solco dell'esperienza maturata sino ad ora che non ha evidenziato alcuna criticità ed è risultata efficiente per gli operatori del settore.
- art. 19, par. 2: nella disciplina delle Garanzie di origine, il valore della Garanzia rilasciata agli operatori si basa su criteri di proporzionalità e adeguatezza che tengono conto del mercato di riferimento e delle dimensioni degli operatori.
- art. 23, par. 3: sulla base delle caratteristiche del nostro ordinamento e del mercato di riferimento, nel recepimento si è ritenuto opportuno non istituire un elenco ad hoc, fermo restando il target relativo all'utilizzo dell'energia rinnovabile negli impianti di riscaldamento e raffrescamento è monitorato ai sensi di quanto previsto nell'articolo 48 del Decreto legislativo.
- art. 26, par. 1: in attuazione di tale previsione, il criterio prescelto dalla norma di recepimento è l'ottimizzazione tecnico-economica, valutata applicando il modello TIMES calcolato per raggiungere l'overall target.

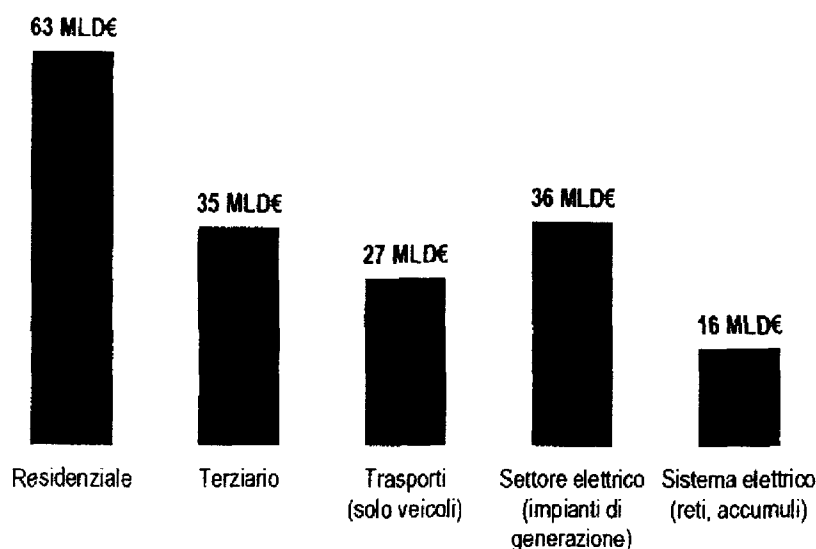
4. Comparazione delle opzioni e motivazione dell'opzione preferita

4.1 Impatti economici, sociali ed ambientali per categoria di destinatari

Il decreto legislativo in esame si inserisce nella più ampia strategia europea di decarbonizzazione ed introduce una serie di disposizioni dalle quali si attende un effetto ampiamente espansivo sull'economia del Paese e, dunque, sul bilancio dello Stato.

La misura normativa investe principalmente gli operatori del settore elettrico, i cittadini intesi come utenti finali e la Pubblica Amministrazione.

Una quantificazione numerica di tale effetto complessivo è rilevabile facendo riferimento al quadro degli investimenti cumulati aggiuntivi nel periodo 2017-2030, come risultanti dalle elaborazioni scenariali svolte con il modello Times-Italia e riportate nel PNIEC. Dal confronto dello scenario che attua le politiche e misure complessivamente previste nel PNIEC rispetto allo scenario "base" (ovvero in assenza di nuove politiche settoriali attive), si stima che gli investimenti aggiuntivi attivati nel periodo 2017-2030 ammontino a circa 187 miliardi di euro.



*Figura 1: investimenti aggiuntivi cumulati sul periodo 2017-2030 attivati dall'attuazione delle politiche e misure del PNIEC rispetto allo scenario base-- miliardi di Euro
(Fonte: PNIEC- scenario Times Italia)*

Come rilevabile dalla figura 1, i nuovi investimenti riguardano in maniera differenziata i diversi settori dell'economia e sono effetto dell'azione complessiva delle diverse misure previste dal PNIEC nei settori delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica, dei trasporti, della sicurezza del sistema energetico, delle politiche ambientali specifici per la riduzione delle emissioni di CO₂.

Le misure adottate dal PNIEC sono interconnesse e con effetti circolari, dunque non è immediatamente possibile sezionare l'effetto del solo decreto legislativo in esame, ma piuttosto l'effetto combinato di tutte le misure (incluse, ad esempio quelle contenuto nel DL n.77/2021 ovvero quelle contenute nello schema di decreto legislativo di recepimento della Direttiva (UE) 2019/944)

Nonostante ciò è possibile esaminare gli esiti del modello in relazione agli investimenti aggiuntivi nei settori produttivi delle principali fonti di generazione e, dunque, anche nel settore delle energie rinnovabili, come riportati nella figura seguente:

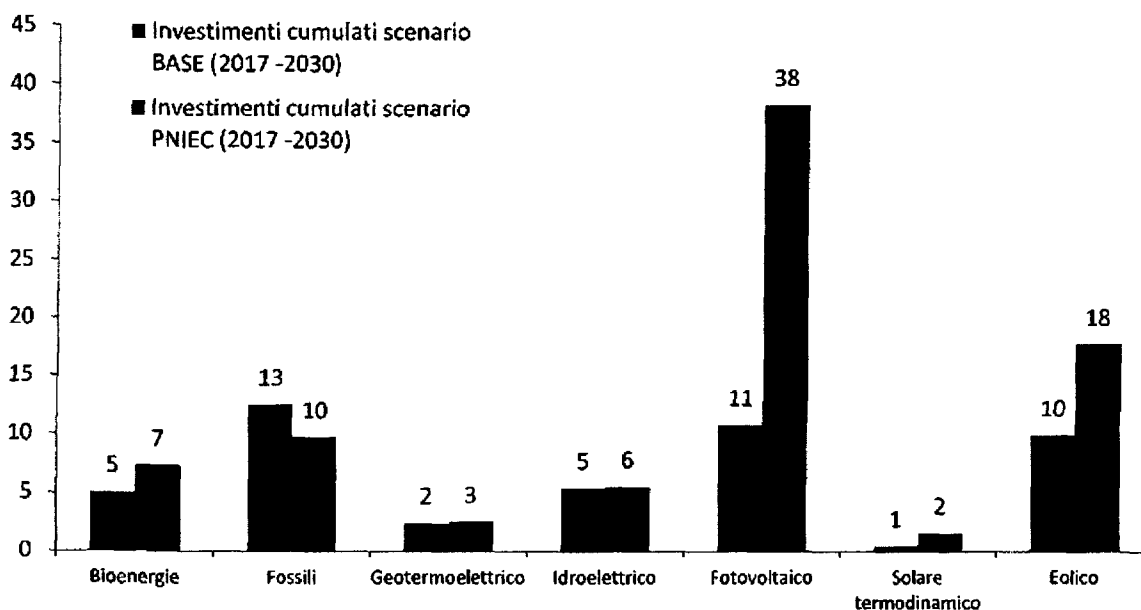


Figura 2: investimenti aggiuntivi cumulati sul periodo 2017-2030 per le principali fonti di generazione di energia rispetto allo scenario base- miliardi di Euro
(Fonte: PNIEC- scenario Times Italia)

Più in generale, riguardo le disposizioni contenute nel decreto legislativo in esame, si può osservare, che:

- le misure in materia di semplificazione dei procedimenti amministrativi, nonché quelle in materia regolamentare, hanno un effetto positivo in termini di razionalizzazione e riduzione della spesa pubblica;
- le misure e gli strumenti economici non incidono sul bilancio dello Stato, trovando principalmente copertura sulle tariffe dell'energia elettrica e del gas.

Stime effettuate per lo studio degli scenari economici del PNIEC, mostrano gli impatti occupazionali connessi alla diffusione delle fonti rinnovabili nel periodo 2017-2030 e possono quindi fornire un'indicazione reale del potenziale sviluppo economico-sociale atteso dal recepimento normativo.

I risultati ottenuti con l'applicazione del modello input/output riguardano le ricadute economiche, in termini di valore aggiunto e occupazionali, temporanee e permanenti, dirette e indirette. Le ricadute permanenti si riferiscono all'occupazione correlata all'utilizzo e alla manutenzione dei beni per l'intera durata del loro ciclo di vita, mentre le ricadute temporanee riguardano l'occupazione temporaneamente limitata alla fase di progettazione, sviluppo, installazione e realizzazione del bene. Le ricadute occupazionali sono distinte in dirette, riferite all'occupazione direttamente imputabile al settore oggetto di analisi, e indirette, relative ai settori fornitori dell'attività analizzata sia a valle sia a monte, in termini di ULA (Unità di Lavoro), ovvero la quantità di lavoro prestato nell'anno da un occupato a tempo pieno¹.

Mediante il modello input/output sono state valutate le ricadute economiche e occupazionali lorde (ossia senza considerare eventuali effetti negativi in settori che potrebbero essere considerati

¹ Di conseguenza è importante tenere presente che le apparenti variazioni che si possono riscontrare tra un anno e l'altro non corrispondono necessariamente a un aumento o a una diminuzione di "posti di lavoro", ma a una maggiore o minore quantità di lavoro richiesta per realizzare gli investimenti o per effettuare le attività di esercizio e manutenzione specifici di un certo anno.

concorrenti) degli investimenti negli interventi previsti nello scenario PNIEC. A tali ricadute sono state sottratte quelle ottenute per gli investimenti nei medesimi interventi, ma secondo quanto previsto nello scenario a politiche correnti; in tal modo si possono apprezzare gli impatti dei maggiori investimenti attivati nello scenario PNIEC, pari a circa 13 miliardi di euro nel periodo 2017-2030.

La tabella riportata nel seguito identifica in dettaglio gli impatti nei diversi settori, ivi inclusi quelli incisi dal decreto legislativo in esame. In sintesi:

- si stima in oltre 7 miliardi di euro il contributo addizionale medio annuo nel periodo 2017-2030 alla creazione di Valore Aggiunto rispetto a quanto avverrebbe nello scenario a politiche correnti;
- si stimano in circa 117 mila gli occupati temporanei medi annui (ULA dirette e indirette), aggiuntivi rispetto a quelli calcolati per lo scenario a politiche correnti nel periodo 2017- 2030.

SETTORE		Δ investimenti annui mld€ (2017-2030)	Δ VA medio annuo mld€ (2017-2030)	Δ ULA temporanee medie annue (2017-2030)
Residenziale	Riqualificazione edilizia	3,1	2,1	39.000
	Pompe di calore (riscaldamento e raffrescamento)	0,4	0,2	4.000
	Riscaldamento e Acqua calda sanitaria	-0,2	-0,2	-3.000
	Cucina	0,0	0,0	0
	Apparecchiature elettriche	1,1	0,8	13.000
Teleriscaldamento	Distribuzione	0,6	0,03	1.000
Terziario	Riqualificazione edilizia	1,7	1,2	22.000
	Pompe di calore (riscaldamento e raffrescamento)	0,1	0,1	1.000
	Riscaldamento e Acqua calda sanitaria	-0,1	-0,0	-1.000
	Cucina	0,0	0,0	0
	Apparecchiature elettriche	0,0	0,0	0
	Illuminazione	0,7	0,5	4.000
Industria	Motori e usi elettrici	0,1	0,0	1.000
	Cogenerazione e caldaie	0,1	0,1	1.000
	Processi, incluso il recupero termico	0,3	0,2	3.000
Trasporti	Auto, motocicli, furgoni, bus, camion	1,9	0,2	3.000
Settore elettrico	Bioenergie	0,2	0,1	1.000
	Fossili	-0,2	-0,1	-1.000
	Geotermoelettrico	0,0	0,0	0
	Idroelettrico	0,0	0,0	0
	Fotovoltaico	2,2	0,9	15.000
	Solare termodinamico	0,1	0,0	1.000
	Eolico	0,6	0,4	5.000
Sistema elettrico	Sviluppo Rete di trasmissione nazionale	0,1	0,1	1.000
	Riqualificazione delle reti di distribuzione	0,3	0,2	2.000
	Impianti di pompaggio e accumuli elettrochimici	0,7	0,5	5.000
Totale		13,4	7,3	117.000

Tabella 2 - Sintesi dei principali risultati ottenuti dall'applicazione del modello input - output [Fonte: RSE, GSE]

4.2 Impatti specifici

Come già riportato nella sezione obiettivi, le misure contenute nel decreto legislativo in esame intendono accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili. La concretizzazione di tale transizione esige ed è subordinata alla programmazione e realizzazione degli impianti sostitutivi e delle necessarie infrastrutture. In particolare, per le fonti rinnovabili, l'obiettivo è quello di promuovere un ulteriore sviluppo insieme alla tutela e al potenziamento delle produzioni esistenti. A questo scopo, sono individuati strumenti calibrati sulla base dei settori d'uso, delle tipologie di interventi e della dimensione degli impianti, con un approccio che mira al contenimento del consumo di suolo e dell'impatto paesaggistico e ambientale, comprese le esigenze di qualità dell'aria. L'approccio per le autorizzazioni è in generale quello della semplificazione e di una partecipazione positiva degli enti preposti al rilascio delle autorizzazioni tramite un percorso condiviso di individuazione di aree idonee.

Nella disciplina degli incentivi è stata introdotta una forte semplificazione nell'accesso ai meccanismi, in particolare: accesso diretto per impianti di piccola taglia (potenza inferiore a 1 MW) che abbiano costi di generazione vicini alla competitività di mercato e aste e registri rispettivamente per i grandi impianti di potenza superiore al MW e per i piccoli impianti innovativi o con costi di generazione elevati. E' altresì prevista l'applicazione di ulteriori criteri specifici, taluni dei quali riportati in attuazione della legge di delegazione comunitaria, tra i quali la promozione dell'abbinamento a sistemi di accumulo al fine di favorire una maggiore stabilità della rete, definizione di un accesso prioritario per impianti realizzati in aree idonee al fine di accelerare il processo di realizzazione degli impianti ed il raggiungimento degli obiettivi, definizione di condizioni di cumulabilità per garantire la sinergia tra i diversi strumenti incentivanti sempre nell'ottica di garantire il principio dell'equa remunerazione.

Preme anche evidenziare l'introduzione della programmazione quinquennale degli strumenti di sostegno. La maggiore stabilità del quadro incentivante potrà costituire un volano per gli investimenti nel settore.

Anche dal punto di vista meramente procedimentale sono stati introdotti elementi di semplificazione istruttoria volti alla riduzione dei tempi di realizzazione degli impianti. Tra questi la previsione di una fase sperimentale per impianti di potenza superiore a una soglia minima (fissata in prima applicazione par a 10 MW) per i quali il GSE esamina il progetto in parallelo allo svolgimento della conferenza dei servizi che rilascerà l'autorizzazione, con lo scopo di pervenire al rilascio di un parere di idoneità che consente agli operatori di accedere immediatamente ai meccanismi d'asta senza ulteriori adempimenti diversi dalla formulazione dell'offerta economica al ribasso.

Sono previsti, inoltre, specifici criteri direttivi definiti in termini di contingenti di potenza, incentivo, frequenza delle procedure, sistemi di controllo e regolazione delle procedure.

Sulle configurazioni innovative, quali le comunità energetiche e le configurazioni di autoconsumo rinnovabile singolo e collettivo, la scelta fatta è stata quella di promuoverne al massimo la diffusione, anche per favorire dinamiche di realizzazione degli impianti con processi partecipativi dei territori e con logica bottom-up.

In tal senso è previsto l'aggiornamento dei meccanismi di incentivazione per gli impianti a fonti rinnovabili inseriti in configurazioni di autoconsumo collettivo o in comunità energetiche rinnovabili prevedendo il rispetto di specifici criteri direttivi. Rispetto a una prima fase sperimentale già attivata in Italia dall'articolo 42-bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8, si da qui piena attuazione alle disposizioni in materia di incentivazione delle predette configurazioni. Tra le novità introdotte, l'aumento del limite

di potenza degli impianti ammessi ai meccanismi di incentivazioni da 0,2 a 1 MW, nonché la possibilità di contabilizzare l'energia condivisa sotto la stessa cabina primaria (non più secondaria). Anche in questo caso, è previsto l'accesso diretto agli incentivi e una programmazione quinquennale dei contingenti.

Lo sviluppo delle configurazioni di autoconsumo nelle tre diverse forme sopra indicate, avrà un particolare impatto anche nella filiera di produzione/progettazione/installazione di impianti di piccola taglia che vede coinvolte, in particolare, le PMI.

Nel settore termico ha grande rilievo il coordinamento con gli strumenti finalizzati anche all'efficienza energetica, in particolare per gli edifici e la coerenza degli strumenti con gli obiettivi di qualità dell'aria. Vengono in tale ambito rafforzati gli strumenti del conto termico al fine di ampliare l'azione incentivante agli interventi di installazione di impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili di grande taglia (non domestici) e contribuire al raggiungimento dell'importante target europeo previsto per riscaldamento e raffrescamento (+1,3% anno di incremento di utilizzo di energia da FER nei Consumi Finali Lordi); è prevista la possibilità di istituire un sistema di accesso competitivo per tali fattispecie, quali ad esempio i meccanismi ad asta. Tale ampliamento del perimetro di azione del meccanismo consente la riduzione dei costi tramite le procedure competitive e permette di valorizzare dinamiche di scala che contribuiscono a migliorare il rapporto tra costi e benefici per lo Stato.

Per pervenire al raggiungimento degli obiettivi è previsto anche di rafforzare l'obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili per i nuovi edifici, i cui interventi potranno accedere agli incentivi per agevolare la realizzazione.

Preme evidenziare che le misure di sostegno guardano anche agli aspetti dello sviluppo e dell'innovazione nell'ottica del Green New Deal e utilizzando, a tal fine, gli strumenti settoriali previsti dal decreto legislativo in maniera sinergica alle risorse stanziare dal PNRR, in modo da favorire lo sviluppo sostenibile del sistema produttivo in coerenza con lo scenario energetico e ambientale di medio e lungo termine.

In tal senso si sottolinea il coordinamento tra il PNRR, il D. lgs 77/2021 e il testo del decreto Lgs in materia di biogas e produzione di biometano.

Importanti sono anche gli elementi di semplificazione istruttoria volti alla riduzione dei tempi di realizzazione degli impianti, quali la previsione di una fase sperimentale per impianti di potenza superiore a una soglia minima (fissata in prima applicazione par a 10 MW) per i quali il GSE esamina il progetto in parallelo allo svolgimento della conferenza dei servizi che rilascerà l'autorizzazione, con lo scopo di pervenire al rilascio di un parere di idoneità che consente agli operatori di accedere immediatamente ai meccanismi d'asta senza ulteriori adempimenti diversi dalla formulazione dell'offerta economica al ribasso.

In tema di semplificazione dei procedimenti amministrativi collegati al rilascio delle autorizzazioni, il Decreto ha previsto la definizione di un'apposita disciplina per consentire la presentazione delle istanze per la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili presso lo Sportello unico per l'edilizia, nonché presso lo Sportello unico per le attività produttive (sulla base della potenza da installare) e l'approvazione di modelli unici per la richiesta di autorizzazione.

Un tema innovativo, sul quale la legge delega di riferimento è intervenuta in modo molto puntuale è disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili che, come sopra riportato, favorisce dinamiche di realizzazione degli impianti con processi partecipativi dei territori e con logica bottom-up.

Per gli investimenti nelle Aree Idonee, è prevista una particolare semplificazione autorizzativa sia in termini di tempistica che di oneri procedurali.

Sono previste, inoltre semplificazioni del procedimento autorizzativo e delle opere infrastrutturali funzionali alla produzione del biometano, per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili al servizio di edifici e per la costruzione ed esercizio di elettrolizzatori.

Articolo 28 - Accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine

Definisce le modalità di promozione e gestione degli accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine prevedendo:

- la realizzazione di una bacheca informatica per promuovere l'incontro tra le parti interessate alla stipula dei contratti (comma 1);
- lo sviluppo di una piattaforma di mercato organizzato per la negoziazione di lungo termine (GME su indirizzi MiTE) (comma 2);
- l'abrogazione dell'articolo 18 del DM FER1 (comma 3);
- la definizione di uno o più strumenti di gara per la fornitura attraverso schemi di accordo per compravendita di energia elettrica di lungo termine da parte di Consip (comma 4);
- l'integrazione delle linee guida in materia di gruppi di acquisto da parte di ARERA per garantire l'aggregazione di più clienti finali e ampliare la platea di consumatori (Comma 5).

Centrale è infine la realizzazione delle infrastrutture necessarie per la gestione delle produzioni degli impianti a fonti rinnovabili: per tale ragione è prevista un'accelerazione nello sviluppo della rete elettrica, della rete gas e semplificazioni per la realizzazione degli elettrolizzatori alimentati da fonti rinnovabili. A tal fine sono previste specifiche attività per i gestori di rete al fine di garantire un'accelerazione nel potenziamento della rete elettrica per accogliere le quote di produzione crescenti da fonti rinnovabili necessarie per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle FER, e nello specifico l'adozione, nella programmazione dello sviluppo di rete, di criteri e modalità predittive della crescita della produzione da fonti rinnovabili sul medio e lungo termine attesa, in modo da programmare e avviare in tempi congrui gli interventi necessari; l'impiego di opportune misure per dotare le aree idonee delle opportune infrastrutture; elaborazione di una pianificazione integrata che individui gli interventi atti a garantire lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici; infine l'elaborazione di una specifica pianificazione integrata e ottimizzata delle reti offshore a cura di TERNA nell'ambito del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

Una particolare attenzione è dedicata alla disciplina dell'utilizzo dell'energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti, conformemente alla traiettoria indicata nel PNIEC, con l'obbligo per i singoli fornitori di benzina, diesel e metano di conseguire al 2030 una quota minima percentuale di fonti rinnovabili sul totale di carburanti immessi in consumo nell'anno di riferimento e calcolata sulla base del consumo energetico prevedendo altresì specifici vincoli al fine del raggiungimento della quota stessa e norme specifiche per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa ottenuti da colture alimentari e foraggere.

Alla luce di quanto sopra esposto, si può concludere che dall'opzione prescelta non sussistono svantaggi mentre derivano i seguenti vantaggi:

A. Effetti sulle PMI (Test PMI)

Le misure e gli strumenti proposti hanno un impatto diretto sulle PMI che beneficeranno del nuovo quadro regolatorio più organico, efficiente ed efficace sia in termini di semplificazione amministrativa – soprattutto sotto il profilo autorizzatorio – sia nel procedimento di concessione degli incentivi. Per gli incentivi, tra l'altro, è stata disciplinata l'introduzione di una programmazione quinquennale, per dare maggiore stabilità e favorire gli investimenti nel settore.

Sebbene l'effetto positivo netto sia ampio sia in termini di crescita attesa sia di occupazione, si rileva in ogni caso la necessità di accompagnare la riconversione delle imprese operanti nei settori delle fonti fossili, progressivamente spiazzate, nonché la formazione degli occupati in tali settori per favorire la reintegrazione nei settori green. A tal fine lo schema di decreto legislativo prevede misure sia in termini di sviluppo tecnologico delle imprese sia in termini di formazione professionale.

B. Effetti sulla concorrenza

L'intervento europeo mira a contribuire al raggiungimento degli obiettivi dell'Unione del Green Deal nel pieno rispetto del principio della concorrenza e della competitività del tessuto produttivo. La priorità della Commissione, infatti, è perseguire gli obiettivi ambientali in modo tale affinché il Green Deal trasformi l'UE in un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva, garantendo che nel 2050 non siano più generate emissioni nette di gas a effetto serra, la crescita economica sia dissociata dall'uso delle risorse e nessuna persona e nessun luogo siano trascurati.

C. Oneri informativi

Sulla base delle semplificazioni introdotte a livello procedimentale e procedurale il provvedimento semplifica anche gli oneri informativi connessi a carico dei soggetti destinatari dei provvedimenti sia nella fase del rilascio delle autorizzazioni sia nella fase di concessione degli incentivi.

D. Rispetto dei livelli minimi di regolazione europea

L'intervento proposto non prevede l'introduzione di livelli di regolazione superiori a quelli richiesti dalla normativa europea, in particolare:

- non introduce né mantiene requisiti, standard, obblighi e oneri non necessari per il recepimento della Direttiva;
- non estende l'ambito soggettivo o oggettivo di applicazione delle regole;
- non introduce né mantiene sanzioni, procedure o meccanismi più gravosi o complessi di quelli necessari per l'attuazione della direttiva

Pertanto i livelli minimi di regolazione europea esplicitati nella direttiva oggetto di recepimento sono stati rispettati.

4.3 Motivazione dell'opzione preferita

L'intervento regolatorio adegua l'ordinamento interno a quello unionale. I vantaggi dell'opzione prescelta, illustrati nei punti precedenti, possono riassumersi:

- nel raggiungimento dei target di decarbonizzazione con indubbi vantaggi in termini ambientali e

- sociali;
- nella crescita del PIL grazie all'incremento degli investimenti in impianti di produzione di energia rinnovabile e relativo aumento delle entrate per il Bilancio dello Stato;
- nella crescita occupazionale connessa alla crescita degli investimenti;
- nello sviluppo tecnologico del Paese.

La normativa introdotta dallo schema di provvedimento agisce all'interno di un sistema già strutturato ed operativo. La parte pubblica e la parte privata sono in grado di dare immediata attuazione alle nuove disposizioni attraverso le strutture e le risorse strumentali e umane già esistenti.

5. Modalità di attuazione e monitoraggio

5.1 Attuazione

Il soggetto responsabile dell'attuazione del presente intervento è il Ministero della transizione ecologica con il concerto, nelle materie di competenza, del Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali, del Ministero della Cultura e del Ministero delle infrastrutture e delle mobilità sostenibili.

5.2 Monitoraggio

Al fine di monitorare lo stato di conseguimento degli obiettivi in materia di fonti rinnovabili, il MiTE prevede dei sistemi di monitoraggio sul corretto adempimento degli impegni assunti e criteri per il trasferimento statistico fra le Regioni e Province autonome, avvalendosi a tal fine del supporto di GSE S.p.A..

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.

In particolare, il GSE assicura 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, 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. Il monitoraggio di questi indicatori consente 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 e verificando l'andamento degli obiettivi attesi.

Il GSE monitora inoltre gli impianti a fonti rinnovabili realizzati sul territorio e i progetti di investimento che hanno richiesto l'autorizzazione, nonché i tempi dei procedimenti, le ricadute industriali, economiche, sociali, occupazionali, dello sviluppo del sistema energetico secondo una logica di progressiva decarbonizzazione, Rileva 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, valutando i costi, l'efficacia, l'efficienza delle misure di sostegno e il loro impatto sui consumatori, confrontato con quello di altri Paesi europei. Stima, inoltre, 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 fornisce elementi di input per il piano di monitoraggio ambientale del PNIEC e per gli adempimenti in capo a ISPRA.

Al fine dello svolgimento di questa attività di osservazione periodica, le società del gruppo GSE, Ispra ed ENEA, individuano modalità per la condivisione delle informazioni riferibili a dati o

meccanismi da essi gestiti. Per le queste finalità il GSE realizza un'unica piattaforma informatica in cui confluiscono i dati di monitorati.

Il Ministero della transizione ecologica approva l'aggiornamento della metodologia statistica applicata per lo svolgimento delle attività di monitoraggio.

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.

Infine, al fine di fornire strumenti di analisi predittiva sul grado di raggiungimento prospettico degli obiettivi del decreto legislativo in oggetto, 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, i cui esiti sono periodicamente trasmessi al Ministero della Transizione ecologica e al GSE.

Consultazioni svolte nel corso dell'Air

La normativa introdotta dal presente decreto è di attuazione di una direttiva europea, rispetto alla quale sussiste l'obbligo di attuazione.

Sebbene non vi sia stata una consultazione pubblica sul testo di recepimento, il presente decreto legislativo trova al suo interno l'attuazione delle misure e degli strumenti delineati nel PNIEC, sul quale si è svolta un'ampia consultazione pubblica e la Valutazione Ambientale Strategica.

Percorso di valutazione

L'Ufficio competente nella stesura dello schema di decreto legislativo è la Direzione Generale per l'approvvigionamento, l'efficienza e la competitività energetica che ha competenze in materia di elaborazione e attuazione di politiche ed interventi per lo sviluppo del settore delle Energie Rinnovabili.

Per la stesura dello schema di decreto legislativo, la Direzione Generale ha usufruito del supporto della Segreteria Tecnica istituita presso la stessa Direzione generale, dell'Ufficio legislativo del MITE, nonché della collaborazione di GSE e RSE per le attività di sviluppo di scenari e raccolta dati.

Si segnala che, con particolare riferimento al tema delle "aree idonee all'installazione di investimenti FER" il MITE ha avviato un percorso di analisi nel corso del 2020, attraverso l'istituzione di un tavolo di lavoro interministeriale che ha visto coinvolti: il MIC, il MiPAAF, il CREA e le Regioni.



Presidenza del Consiglio dei Ministri

CONFERENZA UNIFICATA

Intesa, ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettera a), della legge 22 aprile 2021, n. 53, sullo schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva 2018/2001 (UE) del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

Repertorio atti n. 158/CU del 13 ottobre 2021

LA CONFERENZA UNIFICATA

nella seduta del 13 ottobre 2021:

VISTA la direttiva 2018/2001/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;

VISTA la direttiva 2019/944/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE;

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");

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";

VISTO il decreto del Presidente della Repubblica 26 agosto 1993, n. 412, recante "Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10";

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";



Presidenza del Consiglio dei Ministri

CONFERENZA UNIFICATA

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”;

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”;

VISTA la legge 3 agosto 2007, n. 125, recante “Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, 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”;

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”;



Presidenza del Consiglio dei Ministri

CONFERENZA UNIFICATA

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”;

VISTO il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 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”;

VISTO il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 10 settembre 2010 recante Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili;

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 trasmesso alla Commissione europea il 31 dicembre 2019, 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;

VISTO il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza dell’Italia definitivamente approvato il 13 luglio 2021 con Decisione di esecuzione del Consiglio, che ha recepito la proposta della Commissione europea;

VISTO il decreto-legge 1° marzo 2021, n. 22 convertito, con modificazioni, dalla legge 22 aprile 2021, n. 55 recante “Disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri” e in particolare l’art. 2 che ha istituito il Ministero della transizione ecologica attribuendo allo stesso, tra l’altro, le competenze in materia di approvazione della disciplina del mercato elettrico e del mercato del gas naturale, dei criteri per l’incentivazione dell’energia elettrica da fonte rinnovabile di cui al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e l’esercizio di ogni altra competenza già a qualunque titolo esercitata dal Ministero dello sviluppo economico fino alla data di entrata in vigore del decreto stesso in materia di concorrenza, di tutela dei consumatori utenti, in collaborazione con il Ministero dello sviluppo economico, e di regolazione dei servizi di pubblica utilità nei settori energetici;

VISTA la legge 22 aprile 2021, n. 53, recante “Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l’attuazione di altri atti dell’Unione europea - Legge di delegazione europea 2019-2020”, ed in particolare l’art. 5, con il quale sono stabiliti principi e criteri direttivi per l’attuazione della direttiva 2018/2001/UE e l’articolo 12, recante principi e criteri direttivi per l’attuazione della direttiva 2019/944/UE;

VISTO il decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77 convertito, con modificazioni, dalla legge 29 luglio 2021, n. 108 recante “Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione”;



Presidenza del Consiglio dei Ministri

CONFERENZA UNIFICATA

VISTO lo schema di decreto in epigrafe, approvato dal Consiglio dei Ministri, in esame preliminare, il 5 agosto 2021, inviato dal Dipartimento per gli affari giuridici e legislativi di questa Presidenza con nota prot. DAGL n. 52687 del 6 agosto 2021, e diramato con nota DAR n. 14551 del 1° settembre 2021;

CONSIDERATO che nella riunione tecnica in videoconferenza del 20 settembre 2021 sono state discusse le osservazioni e le proposte emendative formulate dalle Regioni e dalle Province autonome, diramate con nota DAR n. 15625 del 20 settembre 2021;

VISTA la nota DAR n. 15708 del 21 settembre 2021, con la quale è stato diramato un documento del Ministero della transizione ecologica recante una valutazione delle proposte emendative delle Regioni;

CONSIDERATO che nella seduta della Conferenza Unificata del 22 settembre 2021 l'esame dello schema di decreto legislativo è stato rinviato per approfondimenti istruttori;

VISTA la nota DAR n. 16316 del 29 settembre 2021 con la quale è stato diramato un documento dell'ANCI recante osservazioni e proposte emendative sullo schema di decreto;

VISTA la nota DAR n. 16476 del 4 ottobre 2021, con la quale è stato diramato un documento dell'UPI recante osservazioni e proposte emendative sullo schema di decreto legislativo in esame;

VISTA la nota DAR n. 16578 del 6 ottobre 2021 con la quale è stato diramato un documento del Ministero della transizione ecologica recante valutazioni delle suddette proposte emendative dell'ANCI;

CONSIDERATO che nella seduta della Conferenza Unificata del 7 ottobre 2021 l'esame dello schema di decreto legislativo è stato nuovamente rinviato per approfondimenti istruttori;

CONSIDERATO che nel corso della suddetta seduta del 7 ottobre 2021, le Regioni hanno presentato il documento n. 21/163/CU10/C5 di pari data, recante in allegato una serie di proposte emendative, al cui accoglimento è stata condizionata l'espressione dell'intesa;

VISTA la nota DAR n. 16839 dell'8 ottobre 2021, con la quale il documento delle Regioni del 7 ottobre 2021 è stato diramato;

VISTA la nota n. 21889 dell'11 ottobre 2021 del Ministero della transizione ecologica, diramata con nota DAR n. 16942 del 12 ottobre 2021, con la quale sono state espresse valutazioni sulle proposte emendative regionali;

CONSIDERATI gli esiti dell'odierna sessione di questa Conferenza, nel corso della quale:

- il Presidente della Conferenza delle Regioni, preso atto dell'accoglimento delle proposte emendative presentate nella seduta del 7 ottobre 2021, eccezion fatta per gli emendamenti agli artt. 11, comma 2, e 20, comma 5bis, ha espresso l'intesa con la richiesta di aprire un tavolo



Presidenza del Consiglio dei Ministri

CONFERENZA UNIFICATA

che affronti le tematiche dello sviluppo del fotovoltaico nelle zone agricole e quelle dell'incentivazione della produzione di biometano; ha chiesto altresì che le Regioni siano coinvolte nella stesura dei prossimi decreti attuativi del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR);

- il rappresentante dell'ANCI ha espresso un'intesa condizionata all'accoglimento della seguente raccomandazione: "Alla luce della stretta connessione che gli obiettivi del presente schema di decreto hanno con alcune *milestones* del PNRR e dell'impossibilità comunicataci dal MITE di seguire un processo pienamente concertato con Regioni ed Enti locali sui decreti attuativi, ma considerata l'importanza e il peso che alcuni di questi hanno in termini di impatto sui territori, ANCI raccomanda di istituire un tavolo multilivello di confronto sulla transizione ecologica e in particolare sul complesso di norme che regolano l'energia, al fine di condividere, monitorare e indirizzare al meglio scelte strategiche su cui oggi vige ancora un quadro in divenire, come a titolo di esempio, le comunità energetiche locali, l'infrastrutturazione di ricarica elettrica, l'agrivoltaico, ecc.";

- l'UPI ha espresso avviso favorevole all'intesa, nonostante non abbia avuto risposta alle proprie richieste di osservazioni emendative;

- il Ministro per la transizione ecologica ha assunto l'impegno di aprire subito un tavolo di confronto, come richiesto, per discutere di tutte le questioni aperte, comprese le proposte dell'UPI;

ACQUISITO l'assenso del Governo;

ESPRIME INTESA

nei termini di cui in premessa, ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettera a), della legge 22 aprile 2021, n. 53, sullo schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva 2018/2001 (UE) del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

Il Segretario

Cons. Ermenegilda Siniscalchi

Il Presidente

On. Mariastella Gelmini

Firmato
digitalmente da
GELMINI
MARIASTELLA
C=IT
O=PRESIDENZA
CONSIGLIO DEI
MINISTRI