



Il Ministro della Transizione Ecologica

di concerto
con

il Ministro delle politiche agricole

alimentari e forestali

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) 2018/1999 («Normativa europea sul clima»);

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;

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”;

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”;

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”;

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 11 febbraio 2010, n. 22, recante “Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche, a norma dell'articolo 27, comma 28, della legge 23 luglio 2009, n. 99”;

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 18 aprile 2016, n. 50, recante “Codice dei contratti pubblici”;

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'articolo 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 legislativo 8 novembre 2021, n. 199, recante “Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili” (nel seguito: decreto legislativo n. 199 del 2021) e, in particolare, il Titolo II che 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 nazionali 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;

CONSIDERATO che l'articolo 6 del decreto legislativo n. 199/2021 stabilisce che 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 per i grandi impianti, con potenza superiore a una soglia almeno pari a 1 MW;

CONSIDERATO, inoltre, che l'articolo 7 del decreto legislativo n. 199/2021 stabilisce che 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 per impianti di piccola taglia, aventi potenza inferiore a 1 MW;

RITENUTO opportuno, per esigenze di organicità della disciplina, definire nell'ambito di un medesimo provvedimento le modalità per l'implementazione dei sistemi di incentivazione di cui agli articoli 6 e 7 del decreto legislativo n. 199/2021 a favore di impianti a fonti rinnovabili innovativi o con costi di generazione elevati e, pertanto, adottare il presente decreto di concerto, per gli aspetti di competenza, con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali;

VISTO il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, recante “Attuazione della direttiva UE 2019/944, 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, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE”;

VISTO il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (nel seguito: PNIEC) 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 (nel seguito: PNRR) approvato con Decisione di esecuzione del Consiglio dell'Unione europea del 13 luglio 2021;

VISTO l'Allegato alla proposta di esecuzione del Consiglio relativa all'approvazione della valutazione del PNRR, COM (2021) 344 final, e, in particolare, la Riforma 1 – “Semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti rinnovabili *on-shore* e *off-shore*, nuovo quadro giuridico per sostenere la produzione da fonti rinnovabili e proroga dei tempi e dell'ammissibilità degli attuali regimi di sostegno”, nell'ambito della Missione 2 (Rivoluzione verde e transizione ecologica), Componente 2-6 (Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile) che prevede, tra l'altro, il completamento del meccanismo di sostegno alle fonti di energia rinnovabile, anche per altre tecnologie non mature o dai costi operativi elevati;

VISTA la Comunicazione COM (2021) 9817 def. della Commissione europea recante “Approvazione della bozza di Comunicazione della Commissione sulla disciplina degli aiuti di Stato per il clima, la tutela dell'ambiente e l'energia 2022” (nel seguito: la Comunicazione CE), relativa alle condizioni in base alle quali gli aiuti possono essere considerati compatibili con il mercato interno a norma dell'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea;

VISTO il decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445, recante “Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di documentazione amministrativa”;

VISTO il decreto del Ministro dello sviluppo economico 24 dicembre 2014, recante “Approvazione delle tariffe per la copertura dei costi sostenuti dal Gestore servizi energetici GSE S.p.A. per le attività di gestione, verifica e controllo, inerenti i meccanismi di incentivazione e di sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, ai sensi dell'articolo 25 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116”, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 302 del 31 dicembre 2014 (nel seguito: DM 24 dicembre 2014);

VISTO il decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, del 23 giugno 2016, recante “Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico”, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 150 del 29 giugno 2016 (nel seguito: DM 23 giugno 2016);

VISTO il decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 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, (nel seguito: DM 4 luglio 2019);

CONSIDERATO che, con riguardo agli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, il decreto legislativo n. 199 del 2021 prevede, all'articolo 4, comma 2, e all'articolo 5, comma 1, che i regimi di sostegno si conformino, tra l'altro, ai seguenti criteri generali:

- a) l'incentivo è proporzionato all'onerosità dell'intervento per garantirne l'equa remunerazione ed è applicabile alla realizzazione di nuovi impianti, riattivazioni di impianti dismessi, integrali ricostruzioni, potenziamenti e rifacimenti di impianti esistenti, anche tenendo conto dei diversi costi specifici e delle caratteristiche peculiari delle diverse applicazioni e tecnologie;
- b) i regimi di sostegno sono adottati conformemente alla disciplina dell'Unione in materia di aiuti di Stato incluso il rispetto, tra gli altri, del principio secondo il quale non possono accedere agli incentivi le iniziative per cui è comprovata la realizzabilità anche in assenza di sostegno pubblico;
- c) l'incentivo è assegnato tramite una tariffa erogata dal Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A. (nel seguito: GSE) sull'energia elettrica prodotta dall'impianto, ovvero sulla quota parte di tale produzione che viene immessa in rete o autoconsumata;
- d) 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;
- e) l'incentivo non si applica alle opere di manutenzione ordinaria e alle opere effettuate per adeguare l'impianto a prescrizioni di legge;
- f) l'incentivo può essere diversificato sulla base delle dimensioni e della taglia dell'impianto per tener conto dell'effetto scala;
- g) 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 (nel seguito: ARERA);
- h) nell'ambito dei meccanismi di incentivazione è stabilito un accesso prioritario per gli impianti realizzati nelle aree identificate come idonee, a parità di offerta economica;
- i) sono stabilite le condizioni di cumulabilità con le agevolazioni fiscali previste per la realizzazione degli impianti e dei sistemi di accumulo nonché con altri regimi di sostegno, ivi inclusi quelli del PNRR di cui al Capo IV, tenendo conto delle diverse caratteristiche soggettive e degli impianti, mantenendo il principio secondo cui è garantita complessivamente un'equa remunerazione degli interventi;
- j) 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), del decreto legislativo n. 199 del 2021 ovvero al fine di eludere i pertinenti meccanismi incentivanti;
- k) i regimi di sostegno sono definiti secondo criteri di massima semplificazione delle procedure amministrative;

CONSIDERATO altresì che il decreto legislativo n. 199 del 2021, all'articolo 5, definisce le caratteristiche generali degli strumenti di incentivazione tariffaria per grandi e piccoli impianti a fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica, prevedendo, in particolare, che:

- a) 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;
- b) per impianti di piccola taglia, aventi potenza inferiore alla soglia di cui sopra, l'incentivo è attribuito attraverso una richiesta da effettuare direttamente alla data di entrata in esercizio per gli impianti con costi di generazione più vicini alla competitività di mercato, mentre 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;

CONSIDERATO inoltre che il predetto decreto legislativo, agli articoli 6 e 7, disciplina i criteri specifici cui devono conformarsi i meccanismi di incentivazione, prevedendo in particolare:

- a) per le procedure d'asta per grandi impianti, che l'incentivo sia assegnato tramite procedure di asta al ribasso anche riferite a più tecnologie e specifiche categorie di interventi e che tali procedure siano realizzate stabilendo una programmazione di contingenti su base quinquennale;
- b) per le procedure d'asta, che il meccanismo possa essere esteso anche a potenze inferiori a 1 MW, 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;
- c) per le procedure per piccoli impianti, che l'incentivo sia assegnato prevedendo il rispetto di requisiti di tutela ambientale e del territorio e poi anche offerte di riduzione percentuale della tariffa base;
- d) per entrambi i meccanismi, che siano previsti sistemi di controllo e regolazione delle procedure competitive, individuando algoritmi e condizioni per la calibrazione delle quote di potenza rese disponibili nelle procedure e del livello degli incentivi a base d'asta e che le predette variazioni siano approvate con decreto del Ministro della transizione ecologica, sentita l'ARERA;

CONSIDERATO che il predetto decreto legislativo, all'articolo 42, commi 2 e 3, stabilisce che:

- a) i criteri di sostenibilità, riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra ed efficienza energetica di cui al medesimo articolo 42 non si applicano agli impianti di produzione di energia elettrica di potenza termica nominale totale inferiore a 20 MW che impiegano combustibili solidi da biomassa e di potenza termica nominale totale inferiore a 2 MW che impiegano combustibili gassosi da biomassa;
- b) l'accesso a nuovi regimi di sostegno da parte dei predetti impianti è comunque condizionato al rispetto di criteri tecnici che assicurano una riduzione delle emissioni comparabile a quella prevista dal comma 12 dell'articolo 42, e che tali criteri sono stabiliti dai decreti istitutivi dei meccanismi di incentivazione;

RITENUTO, anche in considerazione di quanto previsto dalla richiamata Riforma 1.1 del PNRR, di dover dare prioritariamente attuazione alle richiamate disposizioni del decreto legislativo n. 199 del 2021, in modo da introdurre misure volte alla realizzazione di nuova potenza da fonti rinnovabili per applicazioni particolarmente innovative e con costi di generazione elevati, prevedendo, data la specificità di tali interventi, procedure e contingenti dedicati;

RITENUTO, quindi, di demandare ad un successivo provvedimento la definizione dei contingenti per nuovi impianti con costi più vicini alla competitività, i quali sono già oggetto della disciplina di cui al DM 4 luglio 2019;

CONSIDERATI, gli esiti della ricognizione avviata dal Ministero della transizione ecologica il 25 giugno 2021 con l'Avviso pubblico recante "Produzione di energia elettrica mediante impianti eolici offshore galleggianti", finalizzata ad acquisire le manifestazioni d'interesse da parte degli investitori per la realizzazione di progetti di produzione di energia elettrica mediante impianti eolici *offshore* galleggianti, che ha visto pervenire manifestazioni di interesse per una potenza superiore a quella contemplata nel PNIEC come obiettivo al 2030;

CONSIDERATA l'accelerazione che ha interessato lo sviluppo della tecnologia eolica *off-shore* galleggiante, anche per l'effetto del progetto previsto nell'ambito del PNRR e testimoniata altresì dal significativo aumento delle richieste di connessione presentate a Terna S.p.A.;

RITENUTO che sia necessario sperimentare il potenziale della predetta tecnologia eolica *off-shore* galleggiante, considerando il minor impatto sul paesaggio e sull'ambiente, tenendo conto altresì della necessità di realizzare ulteriore potenza eolica rispetto a quella individuata dal PNIEC, in attuazione del pacchetto “*fit for 55%*”;

RITENUTO quindi, per le ragioni sopra esposte, di dover inserire la tecnologia eolica *off-shore* galleggiante fra quelle oggetto del presente decreto, anche in ragione dell'innovazione tecnologica di tale applicazione, attualmente non utilizzata in Italia in nessun impianto in esercizio;

RITENUTO, inoltre, di dover prevedere incentivi per impianti geotermici tradizionali che introducano innovazioni tali da rispettare determinati requisiti in materia di abbattimento delle emissioni significativamente inferiori rispetto ai minimi previsti dalla legge (geotermico tradizionale con innovazioni), in modo da promuovere l'innovazione tecnologica e conseguentemente il miglioramento dell'impatto ambientale;

RITENUTO, per le stesse ragioni sopra esposte, di dover prevedere incentivi per gli impianti geotermici che prevedono innovazioni sul ciclo termodinamico in modo da garantire l'annullamento delle emissioni in conformità all'articolo 1, comma 3-*bis*, del decreto legislativo 11 febbraio 2010, n. 22;

RITENUTO di dover prevedere incentivi per gli impianti solari termodinamici di piccole dimensioni, meglio adattabili alla realtà del territorio nazionale e per i quali è possibile ipotizzare uno sviluppo tecnologico futuro, a fronte di una riduzione dei costi **XXXX**;

VISTO il decreto ministeriale XXXX recante “Attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), Missione 2, Componente 2 (M2C2), Investimento 1.4 - Sviluppo del biometano secondo criteri per la promozione dell'economia circolare”;

RITENUTO che la scelta di introdurre, mediante l'adozione del succitato decreto, una specifica disciplina per l'incentivazione di impianti a biogas di taglia medio-grande sia necessaria al fine di promuovere la produzione di gas da fonti rinnovabili così contribuendo all'accelerazione del percorso di decarbonizzazione di settori produttivi non facilmente elettrificabili ovvero rientranti tra i cosiddetti settori “*hard to abate*”, nonché del settore dei trasporti;

RITENUTO pertanto che la produzione di energia elettrica da impianti biogas, con costi tuttora elevati, debba essere incentivata limitatamente ad impianti per i quali la produzione di biometano non sia tecnicamente ed economicamente perseguibile e che, conseguentemente, con il presente decreto, si debba incentivare la produzione di energia elettrica da impianti a biogas solo se di piccola taglia e riferibili a dimensioni aziendali che non consentano di realizzare la produzione di biometano;

RITENUTO, per quanto riguarda gli impianti alimentati da combustibili solidi o gassosi da biomassa, di dover individuare, in attuazione delle richiamate disposizioni del decreto legislativo n. 199 del 2021, una serie di condizioni tecnico-operative che consentano di raggiungere livelli di prestazione di riduzione delle emissioni comparabili a quelle previste per gli impianti di taglia maggiore, prevedendo, in particolare, il rispetto di requisiti costruttivi e di funzionamento, quali la coperture delle vasche di digestione o l'utilizzo del calore di scarto, nonché il rispetto di *mix* di biomasse per l'alimentazione degli impianti che garantiscano una significativa riduzione delle emissioni;

RITENUTO non opportuno incentivare la produzione di energia da rifiuti di cui all'articolo 8, comma 4, lettere c) e d), del DM 23 giugno 2016, alla luce degli obiettivi in materia di economia circolare di cui, in particolare, alle direttive (UE) 2018/850, 2018/851 e 2018/852, nonché della

Comunicazione della Commissione COM (2020) 98 def. “Un nuovo piano d’azione per l’economia circolare – Per un’Europa più pulita e più competitiva”;

CONSIDERATO che, per quanto riguarda i meccanismi e le procedure di accesso agli incentivi, alla luce delle richiamate disposizioni del decreto legislativo n. 199 del 2021, sia necessario stimolare una riduzione progressiva dei costi, al fine di portare le tecnologie, nel periodo di vigenza quinquennale, verso una progressiva competitività di mercato;

RITENUTO, alla luce delle precedenti considerazioni, di prevedere procedure competitive nelle quali è richiesta a tutti gli impianti una riduzione percentuale della tariffa di riferimento, al fine di stimolare la predetta riduzione dei costi;

CONSIDERATO che si è in presenza di tecnologie con diverse strutture di costo, diverso grado di maturità tecnica, nonché diversi tempi di sviluppo e realizzazione;

RITENUTO che lo svolgimento di aste tecnologicamente neutre avrebbe, pertanto, un esito non ottimale e condurrebbe all’esclusione dalle graduatorie di alcune tecnologie, non consentendo di fornire occasioni di sviluppo tecnologico e sfruttamento del relativo potenziale;

RITENUTO, pertanto, di dover fare ricorso a procedure con contingenti che accorpino solo parzialmente le diverse tecnologie;

RITENUTO di dover introdurre contingenti di potenza coerenti sia con i potenziali di sviluppo delle diverse tecnologie nel periodo coperto dal presente decreto, sia con la necessità di evitare eccessivi aggravii sulle tariffe elettriche, comunque tali da consentire una produzione aggiuntiva di energia da fonte rinnovabile stimabile in **XX TWh**;

RITENUTO opportuno che, fatti salvi i piccoli impianti con potenza non superiore a 250 kW che optano per la tariffa onnicomprensiva, le tariffe siano del tipo “a due vie”, per cui si riconosce al produttore la differenza tra la tariffa spettante determinata con il presente decreto e il prezzo dell’energia elettrica zonale orario laddove tale differenza sia positiva, mentre, nel caso in cui la stessa differenza risulti negativa, il produttore è tenuto a restituire la differenza;

RITENUTO opportuno introdurre semplificazioni nella procedura di accesso agli incentivi;

CONSIDERATO che la materia degli sbilanciamenti imputabili agli impianti da fonti rinnovabili è oggetto di regolazione dell’ARERA;

CONSIDERATO che la durata dell’incentivo riconosciuto alla produzione da fonti rinnovabili deve essere coerente con le disposizioni per l’ammortamento contabile degli impianti, di cui all’articolo 2426, comma 2, del codice civile, fermo restando quanto previsto dalla vigente normativa fiscale;

ACQUISITO il concerto del Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, espresso con nota del XXX;

VISTO il parere n. XXX/XXX/YYY dell’ARERA, reso il XX yyyy XXXX;

ACQUISITO il parere della Conferenza unificata di cui all’articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, reso nella seduta del XX yyyy XXXX;

VISTA la decisione della Commissione europea XXX del XXX con la quale la medesima Commissione ha deciso di non sollevare obiezioni nei confronti della misura di aiuto di cui al presente

decreto, in quanto compatibile con il mercato interno ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 3, lettera c) del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea;

decreta

Art. 1

(Finalità e ambito di applicazione)

1. Il presente decreto ha la finalità di sostenere la produzione di energia elettrica di impianti a fonti rinnovabili innovativi o con costi di generazione elevati, attraverso la definizione di incentivi che stimolino tali applicazioni a incrementare la propria competitività e consentano loro di contribuire al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030.

2. Per il perseguimento delle finalità di cui al comma 1, il presente decreto stabilisce le modalità e le condizioni in base alle quali gli impianti alimentati da biogas e biomasse, solari termodinamici, geotermoelettrici ed eolici *off-shore* che presentino caratteristiche di innovazione e ridotto impatto sull'ambiente e sul territorio, possono accedere agli incentivi.

Art. 2

(Definizioni)

1. Ai fini del presente decreto si applicano le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto legislativo 199 del 2021, nonché le seguenti definizioni:

- a) “impianto alimentato da fonti rinnovabili”: insieme delle opere e delle apparecchiature, funzionalmente interconnesse, destinato alla conversione dell'energia rinnovabile in energia elettrica che comprende in particolare:
 - 1) le opere, compresi eventuali edifici e i macchinari che consentono l'utilizzo diretto oppure il trattamento della fonte rinnovabile e il suo successivo utilizzo per la produzione di energia elettrica;
 - 2) i gruppi di generazione dell'energia elettrica, i servizi ausiliari di impianto, i trasformatori posti a monte del o dei punti di connessione alla rete elettrica, nonché i misuratori dell'energia elettrica funzionali alla quantificazione degli incentivi;
- b) “nuovo impianto”: impianto realizzato utilizzando componenti nuovi o rigenerati, in un sito sul quale, prima dell'avvio dei lavori di costruzione, non era presente, da almeno cinque anni, un altro impianto, o le principali parti di esso, alimentato dalla stessa fonte rinnovabile;
- c) “produzione netta di un impianto, espressa in MWh”: è la somma delle quantità di energia elettrica prodotte da tutti i gruppi generatori dell'impianto, misurate ai morsetti di macchina, diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica;
- d) “data di entrata in esercizio di un impianto”: data in cui, al termine dell'intervento di realizzazione delle opere funzionali all'esercizio dell'impianto, si effettua il primo funzionamento dell'impianto in parallelo con il sistema elettrico, così come risultante dal sistema

Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione istituito con delibera di ARERA ARG/elt 124/10 (nel seguito: GAUDÌ);

- e) “data di entrata in esercizio commerciale di un impianto”: data, comunicata dal produttore al GSE, a decorrere dalla quale ha inizio il periodo di incentivazione;
- f) “periodo di avviamento e collaudo di un impianto”: periodo intercorrente tra la data di entrata in esercizio e la data di entrata in esercizio commerciale;
- g) “potenza di un impianto”: somma, espressa in MW, delle potenze elettriche nominali degli alternatori (ovvero, ove non presenti, dei generatori) che appartengono all’impianto stesso;
- l) “tariffa di riferimento”: tariffa di riferimento posta a base d’asta nelle procedure competitive di cui al presente decreto;
- m) “tariffa spettante”: è la tariffa effettivamente attribuita all’impianto, calcolata applicando alla tariffa di riferimento, le decurtazioni derivanti dall’offerta di riduzione al ribasso, nonché le altre eventuali riduzioni di cui di cui all’articolo 7 e all’articolo 12.
- n) “impianto *off-shore* : impianti realizzati su piattaforme galleggianti ancorate al fondale marino tramite sistemi di cavi, senza ricorso a fondazioni fisse; **o ancorati a fondazioni fisse, ad opportuna profondità, oppure con recupero di impianti offshore dismessi.**
- o) “rifacimento”: è l’intervento, diverso dalla manutenzione ordinaria, che include sostituzioni, ricostruzioni e lavori di miglioramento di varia entità e natura, da effettuare su alcuni dei principali macchinari ed opere costituenti l’impianto, realizzato ai fini del mantenimento in piena efficienza produttiva dell’impianto secondo le modalità e alle condizioni indicate nell’allegato 2 del DM 6 luglio 2012.

Art. 3

(Requisiti per la partecipazione alle procedure competitive e l’accesso agli incentivi)

1. Possono accedere alle procedure competitive di cui al presente decreto, gli impianti a fonti rinnovabili che rispettano i seguenti requisiti:

- a) possesso di titolo abilitativo alla costruzione e all’esercizio dell’impianto;
- b) preventivo di connessione alla rete elettrica accettato in via definitiva;
- c) rispetto dei requisiti minimi ambientali e prestazionali di cui all’allegato 2;
- d) rispetto dei seguenti requisiti dimensionali e costruttivi:
 - 1) impianti a biogas e biomasse: potenza nominale non superiore a 300 kW elettrici;
 - 2) impianti solari termodinamici: potenza non superiore a 5.000 kW elettrici;
 - 3) impianti eolici *off-shore*, **come definito nell’art 2, comma 1, lettera n**

2. Su richiesta del produttore, in luogo della documentazione di cui al comma 1, lettere a) è possibile accedere alle procedure competitive presentando il provvedimento favorevole di valutazione di impatto ambientale.

3. Non è consentito l’accesso agli incentivi di cui al presente decreto:

- a) alle imprese in difficoltà secondo la definizione riportata nella Comunicazione della Commissione Orientamenti sugli aiuti di Stato per il salvataggio e la ristrutturazione di imprese

non finanziarie in difficoltà, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea C 249 del 31 luglio 2014;

- b) ai soggetti richiedenti per i quali ricorre una delle cause di esclusione di cui all'articolo 80 del decreto legislativo 18 aprile 2016, n. 50;
- c) alle imprese nei confronti delle quali pende un ordine di recupero per effetto di una precedente decisione della Commissione Europea che abbia dichiarato gli incentivi percepiti illegali e incompatibili con il mercato interno.

4. Non è consentito l'accesso agli incentivi di cui al presente decreto agli impianti che hanno iniziato i lavori di realizzazione prima di aver presentato istanza di partecipazione alle procedure competitive di cui al presente decreto.

5. In deroga a quanto previsto dal comma 4, possono accedere agli incentivi del presente decreto con le modalità previste dall'articolo 4, comma 7:

- a) gli impianti a biogas che hanno terminato il periodo di diritto agli incentivi di cui al decreto ministeriale 24 ottobre 2005, pubblicato nella gazzetta ufficiale del 14 novembre 2005, n. 265;
- b) gli impianti a biogas che hanno terminato il periodo di diritto agli incentivi di cui al decreto interministeriale 18 dicembre 2008, pubblicato nella gazzetta ufficiale del 2 gennaio 2009, n. 1;
- c) gli impianti a biogas in esercizio il cui periodo di incentivazione andrà in scadenza nel periodo di vigenza del presente decreto oppure che rinunciano anticipatamente all'incentivo attualmente percepito per aderire agli incentivi del presente decreto, nel rispetto dei requisiti prestazionali e di tutela ambientale di cui al paragrafo 1, comma 2 dell'Allegato 2 del presente decreto;
- d) gli impianti alimentati a biomassa di cui all'articolo 4, comma 3, lett. c) del decreto ministeriale 23 giugno 2016.

Art. 4

(Procedure per l'accesso agli incentivi)

1. L'accesso agli incentivi di cui al presente decreto avviene attraverso la partecipazione a procedure pubbliche competitive, bandite dal GSE nel quinquennio 2022-2026, in cui vengono messi a disposizione, periodicamente, contingenti di potenza.

2. Le procedure competitive si svolgono in forma telematica nel rispetto dei principi di trasparenza, pubblicità, tutela della concorrenza e secondo modalità non discriminatorie.

3. Ai fini dell'accesso alle procedure competitive, gli impianti devono possedere i requisiti prestazionali e di tutela ambientale di cui all'Allegato 2 e i soggetti richiedenti devono offrire, nell'istanza di partecipazione, una riduzione percentuale sulla tariffa di riferimento, comunque non inferiore al 2%. Tale riduzione non si applica agli impianti a biogas e biomasse di potenza inferiore a 300 kW.

4. Per le procedure svolte negli anni 2022 e 2023, le tariffe di riferimento poste a base d'asta sono quelle indicate all'Allegato 1. Per gli anni successivi, le tariffe poste a base d'asta sono quelle di cui

all'Allegato 1, ridotte del **3%** all'anno. Tale riduzione non si applica agli impianti a biogas e biomasse di potenza inferiore a 300 kW.

5. I contingenti di potenza complessivamente resi disponibili nelle procedure competitive sono individuati nella tabella 1.

Procedura	Tipologia di impianto	Categoria	Potenza [kW]	Contingenti totali disponibili 2022-2026 (MW)
Procedure tipo A	Biogas	Nuovi impianti	$P \leq 300$	100
	Biomasse	Nuovi impianti	$P \leq 300$	50
Procedure tipo B	Solare termodinamico piccola taglia	Nuovi impianti	$P \leq 1.000$	25
Procedure tipo B-1	Solare termodinamico media taglia	Nuovi impianti	$1.000 < P \leq 50.000$	100
Procedure tipo C	Geotermico tradizionale con innovazioni	Nuovi impianti	Tutte le potenze	100
	Geotermico a emissioni nulle	Nuovi impianti	Tutte le potenze	40
Procedure tipo E	Eolica <i>off-shore</i>	Nuovi impianti	Tutte le potenze	5.000
Procedure tipo F	Geotermico tradizionale con innovazioni	Rifacimento	Tutte le potenze	150

Tabella 1

6. Le date di svolgimento delle procedure nelle quali sono messi a disposizione i contingenti di cui alla Tabella 1 sono definite nelle regole operative di cui all'articolo 10, garantendo comunque almeno una procedura l'anno per quelle di tipo A, B, B-1, C ed F e almeno tre procedure sull'intero periodo per quelle di tipo E.

7. Gli impianti di cui all'articolo 3, comma 5 che convertano il loro assetto di funzionamento al fine del rispetto dei requisiti prestazionali e di tutela ambientale di cui all'Allegato 2, accedono agli incentivi di cui al presente decreto con una tariffa di **180 euro MWh**, erogata sulla produzione.

Art. 5

(Criteri di selezione dei progetti e ammissione agli incentivi)

1. Le istanze di partecipazione alle procedure per l'accesso agli incentivi sono inviate al GSE tramite il sito www.gse.it, allegando:

- a) l'offerta di riduzione della tariffa di riferimento;
- b) la documentazione richiesta per la verifica del rispetto dei requisiti di cui all'Allegato 2, secondo modelli definiti nelle regole operative di cui all'articolo 10.

2. Il GSE, ricevuta la documentazione di cui al precedente comma:

- a) verifica, prima della chiusura della procedura, la completezza dell'istanza di partecipazione, dandone comunicazione degli esiti al soggetto istante;
- b) esamina, successivamente alla chiusura della procedura, la documentazione trasmessa e, nel termine di pubblicazione della graduatoria, conclude la verifica del rispetto dei requisiti necessari per l'ammissione agli incentivi.

3. In esito ad ogni procedura, il GSE, nei limiti dei contingenti disponibili, forma una graduatoria che tiene conto del ribasso percentualmente offerto rispetto alla tariffa di riferimento. L'inserimento in posizione utile nelle graduatorie costituisce impegno al riconoscimento della tariffa spettante.

4. Nel caso in cui le istanze di partecipazione, complessivamente considerate, comportino il superamento del contingente messo a disposizione per la singola procedura, il GSE applica, a parità di ribasso percentuale offerto, i seguenti ulteriori criteri di priorità:

- a) impianti realizzati nelle aree identificate come idonee in attuazione dell'articolo 20 del decreto legislativo 199 del 2021;
- b) anteriorità della data ultima di completamento della domanda di partecipazione alla procedura.

5. Il GSE pubblica sul proprio sito le graduatorie degli impianti selezionati, formate secondo i criteri di cui ai precedenti commi, dando evidenza dei criteri di priorità eventualmente applicati.

Art. 6

(Valutazione accelerata dei progetti di grandi dimensioni)

1. Per gli impianti di potenza superiore a 10 MW, il proponente può avvalersi della procedura accelerata di valutazione dei progetti indicata ai successivi commi.

2. A seguito di specifica richiesta del proponente, da inoltrare congiuntamente alla domanda di autorizzazione unica, il GSE esamina il progetto per via telematica parallelamente allo svolgimento del procedimento di autorizzazione unica di cui all'articolo 5 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

3. Entro 30 giorni dalla data di rilascio del provvedimento di autorizzazione, il GSE rilascia al proponente una qualifica di idoneità alla richiesta di incentivi.

4. Gli impianti dotati dell'idoneità di cui al comma 3, che presentano domanda di accesso alla prima procedura utile bandita ai sensi del presente decreto, sono tenuti ad inviare al GSE esclusivamente l'offerta al ribasso di cui all'articolo 5, comma 1, lettera a).

5. Il GSE può stipulare accordi con le Amministrazioni competenti al rilascio dell'autorizzazione unica, al fine di favorire lo scambio di documenti e un'analisi efficiente dei progetti, da effettuare anche ricorrendo al portale unico digitale di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 199 del 2021.

Art. 7

(Tempi massimi per la realizzazione degli interventi)

1. Gli impianti risultati in posizione utile nelle relative graduatorie entrano in esercizio nei tempi massimi indicati nella Tabella 2. I predetti termini sono da considerare al netto dei tempi di fermo nella realizzazione dell'impianto e delle opere connesse, derivanti da cause di forza maggiore.

Tipologie di impianto	Categorie di intervento	Mesi
Biogas	Nuovi impianti	31
Biomasse	Nuovi impianti	31
Geotermico tradizionale con innovazioni	Nuovi impianti	51
Geotermico a emissioni nulle	Nuovi impianti	60
Eolico offshore	Nuovi Impianti	43
Solare Termodinamico	Nuovi Impianti	48
Per impianti nella titolarità della PA i termini sono incrementati di 6 mesi		

Tabella 2

2. Il mancato rispetto dei termini di cui al comma 1 comporta l'applicazione di una decurtazione della tariffa spettante dello 0,5% per ogni mese di ritardo, nel limite massimo di 9 mesi.

3. Nel caso in cui non sia rispettato l'ulteriore termine di cui al comma 2, il GSE dichiara la decadenza dagli incentivi e, qualora l'impianto venga successivamente ri ammesso a meccanismi di incentivazione tariffaria, applica a tale impianto una riduzione del 20 % della tariffa di riferimento vigente.

4. Le disposizioni di cui al comma 3 non si applicano qualora, entro dodici mesi dalla data di pubblicazione della graduatoria, il soggetto richiedente comunichi al GSE la rinuncia alla realizzazione dell'intervento.

Art. 8

(Comunicazione di entrata in esercizio degli impianti)

1. I soggetti titolari comunicano al GSE la data di entrata in esercizio degli impianti entro i 60 giorni successivi all'avvio dell'esercizio stesso. La mancata comunicazione entro tale termine comporta la perdita del diritto al riconoscimento della tariffa spettante per il periodo intercorrente tra la data di entrata in esercizio dell'impianto e il primo giorno del mese successivo alla data della comunicazione tardiva.

2. Successivamente all'entrata in esercizio, il soggetto titolare ha facoltà di svolgere una fase di avviamento e collaudo, secondo tempi massimi e modalità dettagliati nelle regole operative, al termine della quale comunica al GSE la data di entrata in esercizio commerciale.

3. Il GSE, entro 30 giorni dalla comunicazione di cui al comma 2, provvede ad erogare gli incentivi con le modalità di cui all'articolo 9.

Art. 9

(Modalità di erogazione delle tariffe incentivanti)

1. Il GSE, a decorrere dalla data di entrata in esercizio commerciale, eroga gli incentivi secondo le seguenti modalità:

- a) per gli impianti di potenza non superiore a 300 kW, il GSE provvede direttamente al ritiro e alla vendita dell'energia elettrica, erogando, sulla produzione netta immessa in rete, la tariffa spettante in forma di tariffa omnicomprensiva. I soggetti titolari possono richiedere, in alternativa, l'applicazione del regime di cui alla lettera b);

- b) per gli impianti di potenza superiore a 300 kW, l'energia elettrica prodotta resta nella disponibilità del produttore, che provvede autonomamente alla valorizzazione sul mercato. Il GSE calcola la differenza tra la tariffa spettante e il prezzo di mercato dell'energia elettrica e:
- 1) ove tale differenza sia positiva, eroga gli incentivi applicando una tariffa premio alla produzione netta immessa in rete;
 - 2) nel caso in cui la predetta differenza risulti negativa, conguaglia o provvede a richiedere al soggetto titolare gli importi corrispondenti.
2. Il GSE eroga gli incentivi per un periodo pari alla vita utile convenzionale indicata all'Allegato 1, considerata al netto di eventuali fermate derivanti da cause di forza maggiore ovvero da fermate effettuate per la realizzazione di interventi di ammodernamento e potenziamento non incentivati.
4. Ai fini del calcolo del prezzo di mercato di cui al comma 1, lettera b):
- a) il produttore comunica la quota di energia prodotta dell'impianto che è venduta tramite contrattazione di lungo termine, anche tramite la sede di negoziazione di cui all'articolo 28 del decreto legislativo n. 199 del 2021, nonché la quota di energia venduta nei mercati dell'energia elettrica tramite contrattazione a pronti;
 - b) il GSE calcola il valore del prezzo di mercato da applicare, sulla base dei prezzi di riferimento rilevabili in ciascuna delle sedi di negoziazione di cui alla lettera a), definiti secondo modalità stabilite dall'ARERA e pubblicati dal GME sul proprio sito istituzionale.
5. L'erogazione degli incentivi è sospesa nelle ore in cui si registrano prezzi di mercato pari a zero, ovvero nelle ore in cui si registrano prezzi negativi, ove previsto nel regolamento del mercato elettrico italiano.

Art. 10
(Regole operative)

1. Entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con decreto del Ministero della transizione ecologica, sono approvate, su proposta del GSE, le regole operative per l'accesso agli incentivi di cui al presente decreto.
2. Le regole operative di cui al comma 1 disciplinano in particolare:
- a) i modelli per le istanze di partecipazione alle procedure di accesso agli incentivi, in modo tale che il soggetto istante sia informato in modo adeguato degli adempimenti e delle modalità di compilazione nonché delle conseguenze penali e amministrative derivanti dalle false dichiarazioni rese ai sensi degli articoli 46 e 47 del decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445;
 - b) il calendario di dettaglio delle procedure da svolgere e le modalità con le quali viene automaticamente riallocata la potenza eventualmente non assegnata;
 - c) gli schemi di avviso pubblico per ciascuna delle procedure previste in conformità al principio del "*Do Not Significant Harm*" (DNSH);
 - d) i contratti-tipo da sottoscrivere da parte dei soggetti richiedenti ai fini del riconoscimento della tariffa incentivante;
 - e) gli obblighi a carico dei soggetti beneficiari;
 - f) le modalità e le tempistiche con le quali gli eventuali oneri di sbilanciamento per gli impianti di cui all'articolo 9, comma 1, lettera a), sono trasferiti a carico dei soggetti beneficiari;

- g) le tempistiche e le modalità con le quali il GSE provvede all'acquisizione delle misure elettriche, in attuazione dell'articolo 36 del decreto legislativo 199 del 2021, nonché le modalità con le quali provvede all'erogazione degli incentivi spettanti;
- h) le modalità con le quali si provvede alle verifiche e ai controlli e, in particolare, la certificazione volontaria EMAS prevista dal Regolamento CE 1221/2009 e Decisione UE 2018/833 della Commissione europea;
- i) la modalità con le quali, decorsi due anni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, la soglia di potenza per l'accesso alla procedura accelerata di cui all'articolo 6 può essere ridotta;
- j) gli oneri istruttori e gestionali a carico dei soggetti che richiedono l'accesso agli incentivi di cui al presente decreto, in conformità alle disposizioni di cui al DM 24 dicembre 2014;
- k) le modalità operative con le quali è verificato il rispetto della previsione di cui all'articolo 5, comma 5, lettera d), del decreto legislativo 199 del 2021, in materia di artato frazionamento delle iniziative.

Art. 11

(Partecipazione alle procedure di asta di impianti ubicati in altri Stati Membri)

1. Gli impianti ubicati sul territorio di Stati membri dell'Unione europea o di Stati terzi confinanti con l'Italia e con i quali la UE ha stipulato un accordo di libero scambio, che esportano fisicamente la loro produzione in Italia, possono partecipare alle procedure di cui al presente decreto, alle condizioni e secondo le modalità indicate nel presente articolo.

2. Sono ammessi alle procedure gli impianti di cui al comma 1 a condizione che:

- a) esista un accordo con lo Stato Membro o con lo Stato terzo confinante in cui è ubicato l'impianto, redatto ai sensi dell'articolo 16 di cui al decreto legislativo 199 del 2021;
- b) l'accordo stabilisca un sistema di reciprocità e le modalità con le quali è fornita prova dell'importazione fisica dell'elettricità rinnovabile;
- c) gli impianti posseggano tutti i requisiti soggettivi e oggettivi richiesti dal presente decreto agli impianti ubicati sul territorio nazionale, comprovati secondo modalità indicate dal GSE.

3. La potenza massima P_{UE} resa disponibile nelle procedure d'asta per gli impianti di cui al comma 1, è calcolata sulla base della seguente formula:

$$P_{UE} = P_{TOT\ asta} \cdot \frac{E_{imp\ SM1} \cdot FER\ \%_{SM1} + E_{imp\ SM2} \cdot FER\ \%_{SM2} + \dots + E_{imp\ SMn} \cdot FER\ \%_{SMn}}{E_{tot\ consumata\ ITA}}$$

Dove

$P_{TOT\ asta}$: è la potenza totale messa ad asta in ciascun gruppo, come indicata all'articolo 4, comma 1;

$E_{imp\ SMn}$: è l'energia totale importata dallo Stato membro n;

$FER\ \%_{SMn}$: è la percentuale di energia da fonti rinnovabili presente nel mix dello Stato Membro n;

$E_{tot\ consumata\ ITA}$: rappresenta il totale dei consumi di energia elettrica in Italia.

4. Trenta giorni prima dell'indizione di ciascuna procedura d'asta, il GSE verifica la sussistenza delle condizioni di cui al comma 2, lettere a) e b), e in caso positivo:

- a) rende nota la potenza resa disponibile ai sensi del comma 3, facendo riferimento agli ultimi dati resi disponibili da EUROSTAT;

- b) inserisce le richieste di accesso agli incentivi provenienti dagli impianti di cui al comma 1 nelle graduatorie formate ai sensi dell'articolo 5, nel limite del valore P_{UE} secondo le modalità stabilite dal presente decreto.

Art. 12
(*Cumulabilità di incentivi*)

1. Gli incentivi di cui al presente decreto sono cumulabili esclusivamente con i meccanismi di aiuto rientranti fra le seguenti categorie:

- a) contributi in conto capitale non eccedenti il 40 per cento del costo dell'investimento;
- b) contributi previsti dall'attuazione della Misura Investimento 1.3 "Promozione di sistemi innovativi (incluso *off-shore*)" appartenete alla Missione2, Componente 2 del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza e nell'ambito degli interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale di cui all'articolo 12 del decreto legislativo n. 199 del 2021;
- c) fondi di garanzia e fondi di rotazione;
- d) agevolazioni fiscali nella forma di credito di imposta o di detassazione dal reddito di impresa degli investimenti in macchinari e apparecchiature.

2. Per gli impianti di cui all'articolo 3, comma 5, di proprietà di aziende agricole singole o associate, è consentito, in deroga a quanto previsto dal presente articolo, la cumulabilità degli incentivi con contributi in conto capitale, non eccedenti il 40 per cento del costo dell'investimento, nonché con fondi di garanzia e fondi di rotazione."

3. Nei casi di cui al comma 1, la tariffa spettante è rimodulata secondo le modalità indicate nell'Allegato 1.

Art. 13
(*Monitoraggio*)

1. Il GSE svolge le attività di monitoraggio previste dall'articolo 48 del decreto legislativo 199 del 2021, dando evidenza degli effetti derivanti dall'attuazione del presente decreto, con particolare riguardo ai costi delle tecnologie e delle materie prime riscontrabili sul mercato.

2. Decorsi tre anni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, nel caso in cui dall'analisi di cui al comma 2 emergano variazioni rilevanti, si applica quanto disposto dall'articolo 6, comma 1, lettera f) e dall'articolo 7, comma 1, lettera c) del decreto legislativo n. 199 del 2021.

3. L'attività di monitoraggio di cui al comma 1 è finalizzata anche a fornire elementi utili per la redazione del "Piano di valutazione *ex post*", previsto dal paragrafo 5 delle EEAG XXXX.

4. I beneficiari degli incentivi di cui al presente decreto sono tenuti a fornire tutti gli elementi richiesti ai fini dello svolgimento delle attività di valutazione e monitoraggio di cui ai precedenti commi, pena la sospensione dell'erogazione degli incentivi fino alla trasmissione completa dei dati richiesti.

Art. 14
(*Disposizioni finali*)

1. L'ARERA definisce le modalità con le quali trovano copertura sulle componenti tariffarie dell'energia elettrica le risorse necessarie per l'erogazione degli incentivi di cui al presente decreto, assicurando l'equilibrio economico del bilancio del GSE.

2. Il presente decreto, di cui gli allegati sono parte integrante, entra in vigore il giorno successivo alla data di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana.

Roberto Cingolani

IL MINISTRO DELLE POLITICHE AGRICOLE ALIMENTARI E FORESTALI

Allegato 1 - tariffe di riferimento e vita utile convenzionale degli impianti

Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza	Vita utile convenzionale degli impianti	Tariffa
		kW	anni	€/MWh
Geotermica	Tradizionale con innovazioni	Tutte le potenze	25	100
	A emissioni nulle	Tutte le potenze	25	250
Eolica	Eolico offshore	Tutte le potenze	25	165
Biogas	utilizzanti sottoprodotti e prodotti di cui alla tabella 1	1<P≤300	20	250
Biomasse	utilizzanti sottoprodotti e prodotti di cui alla tabella 2	1<P≤300	20	250
		301<P≤1000	20	200
Solare Termodinamico		1.000<P≤5.000	25	300
		5.000<P≤50.000	25	240

Tabella 1.1 – Costi di Riferimento, vita utile convenzionale e tariffe di riferimento

Per le finalità del presente decreto, il GSE effettua una ricognizione annuale dei costi di produzione delle tipologie di impianti ammissibili agli incentivi, in particolare di potenza inferiore a 1 MW.

1. Calcolo della riduzione tariffaria per gli impianti ai quali è stato riconosciuto o assegnato un contributo in conto capitale (articolo 12, comma 1)

Per gli impianti ai quali sia stato assegnato o riconosciuto un contributo in conto capitale, la tariffa spettante è calcolata applicando il fattore percentuale (1-F), dove F è un parametro che varia linearmente tra 0 (nessun contributo in conto capitale) e i seguenti valori riferiti al caso di contributo in conto capitale pari al 40% dell'investimento:

- a) 12% per gli impianti alimentati da biogas e biomasse;
- b) 26% per tutti gli altri impianti.

2. Calcolo della tariffa per gli interventi di rifacimento

La tariffa spettante è ridotta applicando il coefficiente di gradazione (D), calcolato con le modalità di cui all'allegato 2 del DM 6 luglio 2012.

Allegato 2: Requisiti specifici per l'accesso agli incentivi

1. Impianti a biogas

1. Per gli impianti alimentati a biogas la partecipazione alle procedure è subordinato al rispetto di tutti i seguenti requisiti:

I. per il biogas ottenuto da digestione anaerobica della biomassa

- a) le vasche del digestato degli impianti, di volume pari alla produzione di almeno 30 giorni, come specificato nell'ambito del pertinente titolo autorizzativo, sono dotate di copertura a tenuta di gas e di sistemi di recupero del gas da reimpiegare per produzione elettrica o biometano;
- b) l'energia termica prodotta è recuperata ed è prioritariamente autoconsumata in sito, a servizio dei processi aziendali;
- c) l'impianto, solo se di dimensione superiore a 300 Kwe, è ubicato ad una distanza dalle reti di trasporto del gas naturale non inferiore a 1,5 km;
- d) gli impianti utilizzano in misura pari almeno all'80% sottoprodotti di cui alla Tabella 1, Parte A, allegata al presente decreto e per l'eventuale quota residua prodotti di cui alla Tabella 1, Parte B;
- e) prodotti e sottoprodotti utilizzati, derivano per almeno il 21% dal ciclo produttivo delle aziende agricole che realizzano l'impianto di produzione elettrica.

II. per il biogas ottenuto dalla pirogassificazione della biomassa sono richiesti tutti i requisiti di cui alle lettere da b) ad e) di cui al precedente comma 1, punto I.

2. Per gli impianti alimentati a biogas in esercizio, l'accesso agli incentivi è subordinato al rispetto di tutti i seguenti requisiti:

- a) le vasche del digestato degli impianti, di volume pari alla produzione di almeno 30 giorni, come specificato nell'ambito del pertinente titolo autorizzativo, sono dotate di copertura a tenuta di gas e di sistemi di recupero del gas da reimpiegare per produzione elettrica o biometano;
- b) l'energia termica prodotta è recuperata ed è prioritariamente autoconsumata in sito, a servizio dei processi aziendali;
- c) l'impianto, se di potenza superiore a 300 kW, è ubicato ad una distanza dalla rete esistente, come indicato dai gestori delle reti di trasporto del gas naturale, non inferiore a 1,5 km
- d) sia garantito il rispetto dei criteri di sostenibilità di cui all'articolo 42 del decreto legislativo 199/2021. Per gli impianti con capacità di produzione non superiore a 2 MWt, il rispetto di tali criteri è dimostrato qualora sia garantito l'utilizzo di almeno il 40% di sottoprodotti di cui alla Tabella 1, Parte A, e di un massimo del 20% di colture di primo raccolto. Per la quota rimanente possono essere utilizzate biomasse comprese nella Tabella 1, parte A e parte B.
- e) installazione di sistemi di abbattimento delle emissioni tali da garantire il superamento dei livelli minimi di emissione in atmosfera prescritti in attuazione della Parte 5 del decreto legislativo n. 152 del 2006 e successive modificazioni
- f) a completamento degli interventi l'impianto, qualora abbia conseguito la certificazione ambientale, può ottenere un accesso prioritario agli incentivi.

2. Impianti a biomassa

1. Per gli impianti alimentati a biomassa la partecipazione alle procedure di di cui al presente decreto e l'accesso agli incentivi sono subordinati al rispetto delle seguenti caratteristiche:

- a) negli impianti di taglia inferiore o pari a 1000 kW, l'energia termica prodotta è recuperata ed è prioritariamente autoconsumata in sito, a servizio dei processi aziendali ed è garantito il rispetto del limite di emissione per le polveri pari a 50 mg/Nm³ (tenore di ossigeno del 6%);
- b) gli impianti utilizzano sottoprodotti di cui alla Tabella 2, Parte A, allegata al presente decreto per almeno l'80% e per l'eventuale quota residua prodotti di cui alla Tabella 2, Parte B, in entrambi i casi in assenza di trasformazione in pellet;
- c) i sottoprodotti di cui alla Tabella 2, Parte A, nonché i prodotti di cui alla Tabella 2, Parte B, sono approvvigionati dalle aziende realizzatrici degli impianti con accordi che identificano le aree geografiche e i siti di provenienza dei medesimi prodotti e sottoprodotti;
- d) i sottoprodotti e i prodotti impiegati garantiscono, rispetto al combustibile fossile di riferimento, un risparmio emissivo di gas a effetto serra pari almeno al 70% come deducibile dai valori *standard* applicabili per la produzione di energia elettrica di cui all'Allegato VII, Parte A1, del decreto legislativo n. 199 del 2021, prendendo come parametro di riferimento la distanza geografica in linea d'aria tra l'impianto e i siti di provenienza; per i sottoprodotti e i prodotti non espressamente indicati nel citato Allegato VII, il suindicato risparmio emissivo di gas a effetto serra si intende rispettato quando la predetta distanza geografica è inferiore a 500 km.

3. Impianti geotermoelettrici tradizionali con innovazioni

1. Accedono agli incentivi di cui al presente decreto gli impianti geotermoelettrici tradizionali che rispettano le seguenti prescrizioni minime:

- a) i valori limite di emissione di H₂S e H_g pari al 70% di quelli indicati nell'allegato B alla legge regionale Toscana 5 febbraio 2019, n. 7;
- b) abbattimento delle emissioni di NH₃ pari almeno al 75% rispetto al contenuto di NH₃ del fluido in ingresso alla centrale;
- c) rispetto dei requisiti minimi di esercizio così come definiti dall'allegato A alla legge regionale Toscana 5 febbraio 2019, n. 7.

2. Per gli interventi di rifacimento, ai fini dell'applicazione dell'allegato 2 del DM 6 luglio 2012, si assume un costo medio di riferimento per impianti a nuovo pari a 4600 €/kW.

4. Impianti geotermoelettrici a emissioni nulle

1. Accedono agli incentivi di cui al presente decreto gli impianti geotermoelettrici a emissioni nulle che presentano una concentrazione minima di gas in peso sul fluido geotermico maggiore dell'1%.

5. Impianti solari termodinamici

1. Accedono agli incentivi di cui al presente decreto gli impianti solari termodinamici anche ibridi che rispettano i seguenti requisiti:

- a) sono dotati di sistema di accumulo termico con capacità nominale di accumulo non inferiore a: 1,5 kWh termici per ogni metro quadrato di superficie captante qualora la superficie captante sia superiore a 50.000 m²; 0,4 kWh termici per ogni metro quadrato di superficie captante qualora la superficie captante sia compresa tra 10.000 e 50.000 m²;
- b) non utilizzano come fluido termovettore né come mezzo di accumulo sostanze e preparati classificati come molto tossici, tossici e nocivi ai sensi delle direttive 67/548/CEE e 1999/45/CE e loro successive modificazioni.

Elenco sottoprodotti e dei prodotti di integrazione utilizzabili negli impianti a biogas e biomasse

Gli elenchi dei sottoprodotti e prodotti contenuti nelle seguenti Tabelle 1 e 2 sono da considerarsi esaustivi e possono essere aggiornati, decorsi 2 anni dall'entrata in vigore del presente decreto, dal Ministero della transizione ecologica di concerto con il Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali

Tabella 1 - Elenco sottoprodotti e dei prodotti di integrazione utilizzabili negli impianti a biogas

Parte A – Sottoprodotti

Fermo restando il rispetto delle disposizioni di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, del regolamento CE n. 1069/2009 e del regolamento CE n. 142/2011 si elencano di seguito i sottoprodotti utilizzabili negli impianti a biogas ai fini dell'accesso ai meccanismi incentivanti di cui al presente decreto integrati con quanto disposto dalla legge n. 211 del 28 dicembre 2015 (c.d. Collegato Ambientale).

1) Sottoprodotti di origine animale non destinati al consumo umano - Reg. Ce 1069/2009

- classificati di Cat. 3 (con specifiche di utilizzo previste nel regolamento stesso e nel regolamento CE n. 142/2011):
 - ✓ carcasse e parti di animali macellati non destinati al consumo umano per motivi commerciali;
 - ✓ prodotti di origine animale o prodotti alimentari contenenti prodotti di origine animale non più destinati al consumo umano per motivi commerciali o a causa di problemi di fabbricazione o difetti che non presentano rischi per la salute pubblica o degli animali;
 - ✓ sottoprodotti di origine animale derivanti dalla fabbricazione di prodotti destinati al consumo umano, compresi ciccioli, fanghi da centrifuga o da separatore risultanti dalla lavorazione del latte;
 - ✓ sangue che non presenti alcun sintomo di malattie trasmissibili all'uomo o agli animali;
 - ✓ rifiuti, materiale organico ovvero sottoprodotti da cucina e ristorazione;
 - ✓ sottoprodotti di animali acquatici.
- classificati di Cat. 2 (con specifiche di utilizzo previste nel regolamento stesso e nel regolamento CE n. 142/2011):
 - ✓ stallatico: escrementi e/o urina di animali, guano non mineralizzato;
 - ✓ tubo digerente e suo contenuto;
 - ✓ farine di carne e d'ossa;
 - ✓ sottoprodotti di origine animale raccolti nell'ambito del trattamento delle acque reflue a norma delle misure di attuazione adottate conformemente all'articolo 27, primo comma, lettera c) del predetto regolamento:
 - da stabilimenti o impianti che trasformano materiali di categoria 2; o
 - da macelli diversi da quelli disciplinati dall'articolo 8, lettera e) del predetto regolamento.
- Tutti i sottoprodotti classificati di categoria 1 ed elencati all'articolo 8 del regolamento CE n. 1069/2009 (con specifiche di utilizzo previste nel regolamento stesso e nel regolamento CE n. 142/2011).

2) Sottoprodotti provenienti da attività agricola e di allevamento

- effluenti zootecnici;
- paglia;
- stocchi;

- fieni e trucioli da lettiera.
- residui e potature di campo delle aziende agricole.

3) Sottoprodotti provenienti da attività alimentari ed agroindustriali

- sottoprodotti della trasformazione del pomodoro: buccette, semini, bacche fuori misura;
- sottoprodotti della trasformazione delle olive: sanse di oliva disoleata, sanse umide “bifasiche”, acque di vegetazione
- sottoprodotti della trasformazione dell’uva: vinacce, graspi, buccette, vinaccioli e farine di vinaccioli;
- sottoprodotti della trasformazione della frutta: derivanti da attività di condizionamento, spremitura, sbucciatura o detorsolatura, pastazzo di agrumi, noccioli, gusci;
- sottoprodotti della trasformazione di ortaggi vari: condizionamento, sbucciatura, confezionamento;
- sottoprodotti della trasformazione delle barbabietole da zucchero: borlande, melasso, polpe di bietola esauste essiccate, soppressate fresche, soppressate insilate;
- sottoprodotti derivanti dalla lavorazione del risone: farinaccio, pula, lolla;
- sottoprodotti derivanti dalla lavorazione dei cereali: farinaccio, farinetta, crusca, tritello, glutine, amido, semi spezzati;
- pannello di spremitura di alga;
- sottoprodotti delle lavorazioni ittiche;
- sottoprodotti dell’industria della panificazione, della pasta alimentare, dell’industria dolciaria: sfridi di pasta, biscotti, altri prodotti da forno;
- sottoprodotti della torrefazione del caffè;
- sottoprodotti della lavorazione della birra;
- sottoprodotti della lavorazione di frutti e semi oleosi: pannelli di germe di granoturco, lino, vinacciolo, terre decoloranti usate oleose, pezze e code di lavorazione di oli vegetali.
- sottoprodotti della trasformazione degli zuccheri tramite fermentazione;
- sottoprodotti della produzione e della trasformazione degli zuccheri da biomasse non alimentari;
- sottoprodotti della produzione, della lavorazione o della raffinazione di oli vegetali.

Parte B – Prodotti

1) Specie Erbacee annuali

- Avena (*Avena sativa*)
- Barbabietola da zucchero (*Beta vulgaris*)
- Canapa da fibra (*Cannabis spp.*)
- Canapa del Bengala (*Crotalaria juncea L.*)
- Favino (*Vicia faba minor*)
- Insilato di mais di secondo raccolto (*Zea mays L.*)
- Loiessa (*Lolium spp.*)
- Orzo (*Hordeum vulgare*)
- Rapa invernale (*Brassica rapa L.*)
- Ricino (*Ricinus communis L.*)
- Segale (*Secale cereale L.*)
- Senape abissina (*Brassica carinata L.*)
- Sorgo (*Sorghum spp.*)
- Tabacco (*Nicotiana tabacum L.*)
- Trifoglio (*Trifolium spp.*)

- Triticale (*Triticum secalotriticum*)
 - Veccia (*Vicia sativa* L.)
- 2) Specie Erbacee poliennali
- Cactus (Cactaceae spp.)
 - Canna comune (*Arundo donax* L.)
 - Cannuccia di palude (*Phragmites australis* L.)
 - Cardo (*Cynara cardunculus* L.)
 - Cardo mariano (*Silybum marianum* L.)
 - Erba medica (*Medicago sativa* L.)
 - Fico d'India (*Opuntia ficus-indica* L.)
 - Miscanto (*Miscanthus* spp.)
 - Panico (*Panicum virgatum* L.)
 - Pennisetto (*Pennisetum* spp.)
 - Saggina spagnola (*Phalaris arundinacea* L.)
 - Silphium perfoliatum L.
 - Sulla (*Hedysarum coronarium* L.)
 - Topinambur (*Helianthus tuberosus* L.)
 - Vetiver (*Chrysopogon zizanioides* L.)

Tabella 2 - Elenco dei sottoprodotti e dei prodotti di integrazione utilizzabili negli impianti a biomasse

Parte A – Sottoprodotti

Fermo restando il rispetto delle disposizioni di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, del regolamento CE n. 1069/2009 e del regolamento CE n. 142/2011 si elencano di seguito i sottoprodotti utilizzabili negli impianti a biomasse ai fini dell'accesso ai meccanismi incentivanti di cui al presente decreto integrati con quanto disposto dalla legge n. 211 del 28 dicembre 2015 (c.d. Collegato Ambientale).

- 1) Sottoprodotti provenienti da attività agricola, di allevamento, dalla gestione del verde e da attività forestale
 - paglia;
 - stocchi;
 - residui di campo delle aziende agricole;
 - sottoprodotti derivati dall'espianto;
 - sottoprodotti derivati dalla lavorazione dei prodotti forestali
 - sottoprodotti derivati dalla gestione del bosco
 - potature, ramaglie e residui dalla manutenzione del verde pubblico e privato
 - sottoprodotti derivati attività di miglioramento delle aree forestali;
 - sottoprodotti derivanti da attività di prevenzione selvicolturale degli incendi boschivi;
 - sottoprodotti derivanti da lavori di mantenimento della funzionalità idraulica degli alvei;
- 2) Sottoprodotti provenienti da attività alimentari ed agroindustriali
 - sottoprodotti della trasformazione dell'uva: vinacce, graspi, buccette, vinaccioli
 - sottoprodotti della trasformazione della frutta: derivanti da attività di condizionamento, spremitura, sbucciatura o detorsolatura, noccioli, gusci;
 - sottoprodotti derivanti dalla lavorazione del risone: pula, lolla.
- 3) Sottoprodotti provenienti da attività industriali
 - sottoprodotti della lavorazione del legno per la produzione di mobili e relativi componenti;
 - sottoprodotti dell'industria del recupero e del riciclo di materie a base organica.

Parte B – Prodotti

- 1) Specie erbacee annuali
 - Kenaf (*Hibiscus cannabinus* L.)
- 2) Specie erbacee poliennali
 - Canna comune (*Arundo donax* L.)
 - Canna d'Egitto (*Saccharum spontaneum* L.)
 - Cannuccia di palude (*Phragmites australis* L.)
 - Disa o saracchio (*Ampelodesmus mauritanicus* L.)
 - Ginestra (*Spartium junceum* L.)
 - Miscanto (*Miscanthus* spp.)
 - Panico (*Panicum virgatum* L.)

3) Specie arboree

- Acacia (*Acacia* spp.)
- Eucalipto (*Eucalyptus* spp.)
- Olmo siberiano (*Ulmus pumila* L.)
- Ontano (*Alnus* spp.)
- Paulonia (*Paulownia* spp.)
- Pino della California (*Pinus Radiata*)
- Pioppo (*Populus* spp.)
- Platano (*Platanus* spp.)
- Robinia (*Robinia pseudoacacia* L.)
- Salice (*Salix* spp.)