

## RELAZIONE ILLUSTRATIVA

**Relazione illustrativa dello Schema di decreto interministeriale recante “Incentivazione degli impianti geotermoelettrici che rispettano i requisiti di cui all’articolo 1, comma 3-bis, del decreto legislativo 11 febbraio 2010, n. 22 e tradizionali alla luce del carattere innovativo delle tecniche per l’abbattimento delle emissioni, impianti alimentati a biomassa e biogas, impianti eolici offshore e impianti solari termodinamici” di attuazione dell’art. 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.**

### 1. Quadro di riferimento

Il presente decreto si inserisce tra le misure finalizzate a sostenere il raggiungimento degli obiettivi sulle fonti rinnovabili al 2030 precisati nel Piano nazionale integrato per l’energia e il clima, inviato alla Commissione europea a dicembre 2019 per il cui conseguimento è stata inoltre recepita la direttiva (UE) 2018/2001 con decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199.

Al contempo, le misure di sostegno alle fonti rinnovabili devono essere compatibili con la disciplina comunitaria sugli aiuti di Stato in materia di ambiente ed energia, in base alla quale gli aiuti sono compatibili se agevolano il perseguimento degli obiettivi dell’Unione senza alterare le condizioni degli scambi, anzi contribuendo al funzionamento più efficiente del mercato.

In particolare, il predetto decreto legislativo 199 del 2021 ha stabilito 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. (di 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 (di 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), ovvero al fine di eludere i pertinenti meccanismi incentivanti;
- k) i regimi di sostegno sono definiti secondo criteri di massima semplificazione delle procedure amministrative.

Il predetto decreto legislativo all'articolo 5 ha definiti, inoltre, le **caratteristiche dei meccanismi di incentivazione** 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;

Infine, il predetto decreto legislativo, agli articoli 6 e 7 ha disciplinato 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 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;
- 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.

Da ultimo, si rileva che la Riforma 1 del **PNRR** – “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) ha previsto, 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.**

## 2. Oggetto del decreto

Anche in considerazione di quanto previsto dalla richiamata Riforma 1.1 del PNRR, con il presente decreto si dà 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.

Il presente decreto ha dunque ad oggetto l'incentivazione della produzione di energia elettrica dalle fonti: geotermia tradizionale a ridotte emissioni, geotermia a emissioni nulle, eolico offshore, biomasse, biogas e solare termodinamico i quali presentino caratteristiche di innovazione e ridotto impatto sull'ambiente e sul territorio.

Tra le fonti innovative non è stata inclusa la fonte oceanica: si è rilevato che tale fonte, già oggetto di incentivazione con risultati modesti, è in una fase di sviluppo che, dal punto di vista dei costi e della finanziabilità, ne evidenzia la non ancora acquisita maturità per i meccanismi di sostegno basati sull'incentivazione dell'energia prodotta. Per essa, dunque, si ipotizza il ricorso a regimi di aiuto ad hoc basati su specifiche garanzie, contributi in conto capitale o altri strumenti volti a favorirne la maturità tecnica e la riduzione dei costi.

Infine, per quanto riguarda gli impianti a bioliquidi, fonte con costi di generazione particolarmente elevati, anch'essi non sono inclusi nel presente decreto in quanto nel PNIEC non è prevista l'incentivazione di nuova potenza, ma una graduale fuoriuscita della potenza esistente a fine incentivo.

## 3. Principali novità e semplificazioni introdotte

Il decreto in esame apporta, alla luce delle disposizioni contenute nel decreto legislativo n. 199 del 2021, una serie di novità e semplificazioni, volte a favorire lo sviluppo degli investimenti nel settore. In particolare:

- una maggiore stabilità ed efficienza del provvedimento legate ad una programmazione di lungo termine (5 anni);
- una radicale semplificazione per l'accesso agli incentivi: in considerazione dei costi specifici delle tecnologie più elevati e tenuto conto del fatto che, per diverse di esse, lo sviluppo dei progetti può richiedere fasi lunghe e complesse, è stato ritenuto opportuno non prevedere cauzioni per gli impianti che partecipano alle procedure;
- la possibilità di accedere ad una valutazione accelerata dei progetti di impianti di potenza superiore a 10 MW.

Inoltre, come previsto dal dlgs 199 del 2021, sono stati previsti meccanismi per stimolare una riduzione progressiva dei costi, al fine di portare le tecnologie in questione, nel periodo di vigenza quinquennale, verso una progressiva competitività di mercato. In particolare:

- **per i piccoli impianti**, in linea con quanto previsto dall'articolo 7 del decreto legislativo n. 199 del 2021, è stato previsto il rispetto di requisiti di tutela ambientale e del territorio, individuati nell'allegato 2 al decreto, e la formulazione di un'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;

- al contempo per i piccoli impianti sono mantenuti contingenti e procedure separate, al fine di favorire lo sviluppo di tali installazioni, caratterizzate da strutture di costo diverse rispetto agli impianti di maggior dimensioni;
- per i **grandi impianti** vi è la previsione di graduatorie definite esclusivamente sul ribasso e privilegio degli impianti realizzati in aree idonee, infine, su richiesta del proponente. Anche per tali tipologie di impianti sono previste procedure separate fra tecnologiche con diverse strutture dei costi;
- per tutti gli impianti è poi prevista una riduzione progressiva degli incentivi negli anni, volta a stimolare la riduzione dei costi.

Dunque, in linea con la disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia, in particolare facendo ricorso alle deroghe in materia di aste tecnologicamente neutre, è stato previsto il ricorso a procedure specifiche per alcune fonti e tecnologie, in quanto, in considerazione della diversa struttura di costo, del diverso grado di maturità tecnica, nonché dei diversi tempi di sviluppo, il ricorso a procedure tecnologicamente neutre avrebbe un esito non ottimale, portando all'esclusione dalle graduatorie di alcune fonti e tecnologie. Tale approccio è applicato anche in funzione della potenza di impianto.

Al fine di evitare inefficienze dal punto di vista tecnologico e dei costi e di consentire un controllo più efficace della spesa, in ottemperanza a quanto previsto dal d.lgs. 199/2021, non è prevista la possibilità per le installazioni più piccole di accedere direttamente agli incentivi.

#### 4. Requisiti principali

Nell'ambito del decreto sono definiti requisiti e disposizioni per la partecipazione alle procedure competitive e l'accesso agli incentivi distinti per tecnologia.

Nello specifico per quanto riguarda la geotermia tradizionale, sia per gli impianti nuovi che per i rifacimenti, in linea con la nuova direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, il cui obiettivo è quello di facilitare esclusivamente la diffusione di energia geotermica a basso impatto ambientale e con ridotte emissioni di gas a effetto serra rispetto alle fonti non rinnovabili, sono stati previsti requisiti minimi di esercizio e valori di emissione analoghi a quelli individuati dalla legge regionale Toscana 5 febbraio 2019, n.7, proprio per valorizzare l'esperienza della regione nelle principali aree geotermiche volta a sviluppare una modalità di sfruttamento delle risorse ai fini energetici coniugando ed implementando le esigenze ambientali con le esigenze del territorio. In quest'ottica e ai fini ambientali l'obiettivo è perseguito attraverso l'utilizzo delle migliori tecnologie e modalità di gestione disponibili, per intervenire sulle ore di non funzionamento degli impianti e sulla riduzione delle emissioni di gas inquinanti.

Per la geotermia ad emissioni nulle i requisiti sono già insiti nella tecnologia stessa, rispetto al decreto precedente che prevedeva una tariffa distinta in funzione della temperatura del fluido, si propone un'unica tariffa base su cui svolgere le procedure e relativa ad impianti che utilizzano fluidi con temperatura compresa tra 151°C e 235 °C e concentrazione minima di gas in peso sul fluido geotermico > 1%.

Per quanto riguarda invece gli impianti eolici off-shore, l'accelerazione che ha interessato lo sviluppo della tecnologia floating e il significativo aumento delle richieste, registrato sia nell'ambito delle manifestazioni di interesse presentate per 'Avviso pubblico *“Produzione di energia elettrica mediante impianti eolici offshore galleggianti”*, sia nel significativo aumento delle richieste di connessione presentate a TERNA, considerando altresì il minor impatto sul paesaggio e

sull'ambiente, ha previsto l'inserimento di questa specifica tecnologia anche in ragione dell'innovazione tecnologica di tale applicazione, attualmente non utilizzata in Italia in nessun impianto in esercizio.

Per gli impianti alimentati a biogas e biomassa, in un'ottica di semplificazione delle procedure e certezza per i produttori, considerato che è ammesso l'utilizzo solo di materie predeterminate (come peraltro nel DM 23 giugno 2016), viene considerato un unico livello tariffario per l'utilizzo di prodotti e sottoprodotti. Inoltre sono stati introdotti elementi per il rispetto dei criteri di sostenibilità previsti dal d.lgs. 199/2021.

Per quanto riguarda nello specifico gli impianti a biogas, in continuità con quanto stabilito dal decreto legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito con modificazioni nella legge 28 febbraio 2020, n.8 sono previsti incentivi per impianti di potenza non superiore a 300 kW elettrici integrati nei cicli produttivi aziendali e alimentati da sottoprodotti e prodotti delle attività agroindustriali. Questo considerando che l'incentivazione del biogas da impianti più grandi può avvalersi delle opportunità offerte per la promozione del Biometano.

Per quanto riguarda nello specifico gli impianti alimentati a biomassa, alla luce delle direttive in materia di energia circolare, in particolare direttive (UE) 2018/850, 2018/851 e 2018/852, nonché del piano di azione proposto dalla CE a marzo 2020, è stato ritenuto opportuno non promuovere l'incentivazione della produzione elettrica da rifiuti solidi urbani e industriali. Pertanto, sono incentivate le biomasse legnose, tuttavia nel rispetto del c.d. principio dell'uso a cascata, e che consentano un adeguato risparmio delle emissioni di gas a effetto serra, alimentati con sottoprodotti e prodotti non destinabili all'alimentazione.

Per il solare termodinamico si è ritenuto di considerare potenze nominali non superiori a 5 MW poiché più adattabili alla realtà del nostro territorio nazionale e per i quali è ipotizzabile uno sviluppo tecnologico futuro.

I requisiti di accesso saranno verificati dal GSE prima della pubblicazione delle graduatorie in modo da ridurre il contenzioso e offrire maggiori certezza e stabilità alle graduatorie, superando al contempo alcune criticità evidenziate durante la vigenza del decreto 23 giugno 2016 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato con segnalazione AS1396 del 12 giugno 2017.

## **5. Definizione dei contingenti**

Per gli impianti geotermoelettrici tradizionali nuovi o oggetto di rifacimento i contingenti sono stati definiti in relazione alle informazioni su progetti cantierabili o comunque a discreto stato di sviluppo, mentre per impianti geotermoelettrici ad emissioni nulle sono stati definiti sulla base della possibile domanda e delle richieste di autorizzazione presentate al MiSE e alle regioni.

Per gli impianti eolici off-shore si è tenuto conto dei risultati della ricognizione avviata il 25 giugno 2021 dal Ministero della transizione ecologica attraverso l'avviso pubblico "*Produzione di energia elettrica mediante impianti eolici offshore galleggianti*" ai sensi della quale sono pervenute manifestazioni di interesse per una potenza superiore a quella contemplata nel PNIEC come obiettivo al 2030 e delle richieste di connessione presentate a TERNA.

Per biomasse e biogas si è fatto riferimento al possibile fabbisogno del settore agricolo (inteso come quantità di impianti integrabili nei cicli produttivi e realizzabili nel giro di qualche anno), considerando anche (non tal quale) alcune valutazioni Mipaaf.

Per il solare termodinamico il contingente è in linea con quanto previsto dal PNIEC.

## **6. Definizione delle tariffe**

Per quanto riguarda l'entità delle tariffe incentivanti, rispetto al precedente decreto, è stato considerato per la geotermia tradizionale con innovazioni un contenuto incremento connesso all'innovazione e agli investimenti aggiuntivi necessari per la desiderata riduzione delle emissioni. Per la geotermia ad emissioni nulle, anche in ragione della significativa pressione (che fa supporre un significativo interesse per i precedenti livelli tariffari), si è assunto un contenuto ribasso, comunque con tariffa non dipendente dalla temperatura del fluido al fine di fornire maggior certezza e semplificazione.

Per eolico off-shore sono state mantenute le tariffe base del 2016 per tener conto, da un lato, dell'incremento dei costi connessi alla condizione sulla distanza dell'impianto dalla costa legata all'utilizzo della tecnologia floating, dall'altro, delle conoscenze nel frattempo sviluppate.

Per impianti a biomasse e biogas, è stato adottato un approccio analogo a quello del 2016, allorché si operò una riduzione oculata delle tariffe rispetto a quelle del 2012: tale riduzione non ha comportato alcuna diminuzione dell'interesse alla realizzazione di impianti, ma ha contribuito a stimolare la riduzione dei costi. Analogamente, le tariffe qui proposte presentano una contenuta riduzione rispetto a quelle del 2016.

Per il solare termodinamico, è stata operata una riduzione del livello tariffario rispetto al 2016, tenuto conto della riduzione dei costi di generazione, registrata a livello internazionale.

In tutti i casi le tariffe sono individuate a partire dall'LCOE per garantire un IRR di progetto medio del 7-9 per cento.

In linea con quanto previsto dalle linee guida UE in materia di aiuti di Stato all'energia e all'ambiente, fatti salvi gli impianti fino a 250 kW che optano per la tariffa onnicomprensiva ove prevista, le tariffe offerte sono per differenza "a due vie", per cui si riconosce al produttore la differenza tra la tariffa spettante determinata in esito alla procedura competitiva 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. In sostanza, la tariffa offre stabilità rispetto all'incertezza dell'andamento di mercato.

Il prezzo di mercato tiene conto anche dell'eventuale energia rinnovabile venduta con contratti di lungo termine, in linea con le ultime evoluzioni del mercato dell'energia.

## **7. Dettaglio dei contenuti**

### **Articolo 1**

Individua le finalità e l'ambito di applicazione del regime. Le tecnologie ammesse all'incentivazione sono Geotermia tradizionale con innovazioni. Geotermia ad emissioni nulle, Eolico off-shore, impianti alimentati a biogas e biomasse e il solare termodinamico (commi 1 e 2).

### **Articolo 2**

Reca le opportune definizioni anche tramite rinvii all'articolo 2 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199.

### **Articolo 3**

Stabilisce i requisiti per l'accesso ai meccanismi di incentivazione.

Definisce quali sono i requisiti minimi di partecipazione alle procedure competitive quali: il possesso del titolo abilitativo alla costruzione e all'esercizio dell'impianto, il possesso del preventivo di connessione alla rete elettrica, il rispetto dei requisiti minimi distinti per tecnologia e rispetto di specifici requisiti dimensionali e costruttivi. Inoltre si prevede, su richiesta del proponente, di costituendo spesso il possesso del titolo abilitativo per la costruzione e l'esercizio dell'impianto, una barriera all'ingresso per talune tecnologie, la possibilità di presentare in alternativa al titolo abilitativo il provvedimento di valutazione di impatto ambientale concluso con esito positivo (commi 1 e 2).

Definisce i soggetti per i quali non è consentito l'accesso agli incentivi (comma 3)

È stabilito il divieto di accesso per gli impianti che hanno avviato i lavori prima della data di inserimento nelle graduatorie (comma 4).

### **Articolo 4**

Descrive le procedure per l'assegnazione degli incentivi.

In particolare l'accesso al meccanismo è previsto a valle della partecipazione a procedure competitive svolte in forma telematica e bandite dal GSE nel quinquennio 2022-2026 al fine di garantire stabilità al meccanismo come previsto dal decreto legislativo 199 del 2021 (commi 1 e 2).

Per l'accesso alle procedure è previsto il rispetto di specifici requisiti prestazionali al fine di garantire innovazione e ridotto impatto sull'ambiente e sul territorio oltre all'offerta di una riduzione percentuale sulla tariffa di riferimento comunque non inferiore al 2% (comma 3).

È prevista inoltre per le procedure svolte negli anni successivi al 2022 una riduzione delle tariffe poste a base d'asta del 3% all'anno al fine di stimolare la riduzione dei costi e seguire l'andamento del mercato (comma 4).

Il comma 5 riporta i contingenti di potenza complessivamente resi disponibili distinti per tecnologia e potenza. In particolare è previsto un contingente unico per biomasse e biogas, due contingenti distinti per solare termodinamico di piccola e media taglia, un contingente unico per impianti geotermici a emissioni nulle e tradizionali con innovazioni di nuova costruzione, un contingente per l'eolico offshore galleggiante ed infine un contingente per il rifacimento di impianti geotermici tradizionali con innovazioni.

Infine il comma 6 specifica che le date di svolgimento delle procedure saranno definite nelle regole operative proposte dal GSE e approvate dal Ministero della transizione ecologica garantendo almeno tre procedure sull'intero periodo per gli impianti eolici off-shore e una procedura l'anno per le restanti tecnologie.

### **Articolo 5**

Definisce i criteri di selezione e le modalità di ammissione agli incentivi.

Prevede che le richieste di partecipazione siano trasmesse al GSE per il tramite del sito web dedicato allegando sia l'offerta di riduzione della tariffa di riferimento, sia la documentazione richiesta per la verifica dei requisiti specifici degli impianti attraverso l'utilizzo di appositi modelli definiti nelle regole operative (comma 1)

Precisa le modalità con cui il GSE esamina la documentazione ricevuta e forma le graduatorie (commi 2 e 3)

Inoltre prevede che a parità di riduzione offerta, nel caso in cui il contingente sia saturato, si applichino criteri di priorità legati all'installazione di impianti su aree idonee e alla data di presentazione della domanda di partecipazione (comma 4).

Infine specifica che la graduatoria sarà resa pubblica dal GSE sul proprio sito istituzionale (comma 5).

### **Articolo 6**

Introduce, per gli impianti di potenza superiore a 10 MW, la possibilità di avvalersi di una procedura accelerata di valutazione dei progetti che prevede la valutazione in parallelo del procedimento di autorizzazione unica e del progetto, quest'ultimo da parte del GSE che rilascia una qualifica di idoneità (commi da 1 a 3)

Il comma 4 prevede che gli impianti dotati di idoneità debbano presentare, all'atto della domanda di partecipazione alle procedure competitive, esclusivamente l'offerta al ribasso sulla tariffa di riferimento.

Infine il comma 5 specifica che il GSE ha facoltà di stipulare accordi con le Amministrazioni competenti al rilascio dell'autorizzazione unica per agevolare lo svolgimento delle attività previste nell'ambito della procedura accelerata.

### **Articolo 7**

Definisce le tempistiche per l'entrata in esercizio degli impianti e le implicazioni in termini di decurtazione tariffaria o decadenza in caso di mancato rispetto dei predetti termini (commi da 1 a 3)

Al fine di non incorrere nelle decurtazioni sulla tariffa spettante il proponente ha facoltà di presentare istanza di rinuncia entro 12 mesi dalla data di pubblicazione della graduatoria (comma 4).

### **Articolo 8**

Definisce le modalità di comunicazione della data di entrata in esercizio degli impianti e le tempistiche secondo le quali il GSE eroga gli incentivi (commi da 1 a 3)

### **Articolo 9**

Definisce le modalità di erogazione della tariffa incentivante in funzione della potenza di impianto. Per gli impianti fino a 250 kW è previsto il ritiro da parte del GSE dell'energia elettrica immessa in rete e l'erogazione di una tariffa omnicomprensiva; per gli impianti di potenza maggiore, come previsto dalle Linee Guida UE, l'energia rimane nella disponibilità del produttore e il GSE calcola la componente incentivo rispetto al prezzo dell'energia e, qualora il valore sia positivo, eroga gli importi dovuti in riferimento alla produzione netta immessa in rete, fermo restando che se il predetto valore risulta negativo, il GSE conguaglia o provvede a richiedere al soggetto responsabile la restituzione dei relativi importi (comma 1).

Stabilisce la durata del periodo di incentivazione, ancorandola alla vita utile dell'impianto così come individuata nell'Allegato 1 della bozza di decreto (comma 2).



Definisce al comma 3 le modalità di calcolo del prezzo di mercato di cui al comma 1 tenendo conto anche dell'eventuale energia rinnovabile venduta con contratti di lungo termine, in modo da favorire estrazione di rendita.

Infine specifica che l'erogazione degli incentivi è sospesa nelle ore in cui si registrano prezzi zonali orari pari a zero, e nel caso in cui si registrino prezzi negativi, quando saranno introdotti nel regolamento del mercato elettrico italiano (comma 4).

### **Articolo 10**

Specifica che le regole operative per l'accesso agli incentivi, da emanare entro 30 giorni dalla data di pubblicazione del decreto, sono approvate, su proposta GSE, con decreto del Ministero della transizione ecologica (comma 1).

Al comma 2 sono elencati gli aspetti da disciplinare all'interno del documento.

### **Articolo 11**

Prevede la partecipazione alle procedure competitive per impianti ubicati in altri Stati membri dell'Unione Europea o in Stati terzi confinanti con l'Italia, con i quali la UE ha stipulato un accordo di libero scambio, e individua le condizioni al ricorrere delle quali tali impianti sono ammessi alle procedure d'asta (commi 1 e 2).

Sono inoltre indicate le modalità di calcolo della potenza massima da destinare agli impianti ubicati in altri Stati e gli adempimenti del GSE per l'eventuale svolgimento di tali procedure (commi 3 e 4).

L'articolo è introdotto, in analogia a quanto già fatto per il decreto 23 giugno 2016 e per il decreto FER1, in modo da evitare che si ripresentino contestazioni della DG – Taxud in merito a presunta violazione dell'articolo 30 del Trattato, in base al quale “i dazi doganali all'importazione o all'esportazione o le tasse di effetto equivalente sono vietati tra gli Stati membri. Tale divieto si applica anche ai dazi doganali di carattere fiscale”. In base a tale art. 30 la CE ha aperto procedure su precedenti incentivi a rinnovabili elettriche, sostenendo che gli oneri di sistema destinati al sostegno delle rinnovabili sono applicati su tutta l'elettricità consumata (attualmente: prelevata da rete pubblica), ma destinati solo al sostegno delle produzioni nazionali. L'Italia ha sempre ritenuto di non aver violato l'art. 30 in quanto gli oneri si applicano in modo indistinto sull'elettricità consumata (prelevata) e, inoltre, le direttive rinnovabili prevedono esplicitamente il diritto degli Stati a incentivare solo la produzione nazionale, pur incoraggiando accordi tra Stati per progetti congiunti e altre forme di cooperazione.

### **Articolo 12**

Definisce le condizioni di cumulabilità degli incentivi e la rimodulazione della tariffa nel caso di cumulo.

### **Articolo 13**

Disciplina il monitoraggio della misura a cura del GSE e la revisione triennale degli obiettivi nei casi di significativa divergenza fra la potenza realizzata e quella obiettivo o di sostanziali variazioni del livello dei costi delle tecnologie (commi 1 e 2).

Specifica che l'attività di monitoraggio è finalizzata anche alla redazione de “Piano di valutazione *ex post*” previsto dal paragrafo 5 delle linee guida sugli aiuti di stato (comma 3).

Infine prevede che i beneficiari degli incentivi sono tenuti a fornire tutta la documentazione utile al monitoraggio, pena la sospensione degli incentivi (comma 4).

#### **Articolo 14**

Oltre all'individuazione della data di entrata in vigore del decreto prevede che ARERA definisca le modalità con le quali le risorse necessarie trovano copertura sulle componenti tariffarie assicurando l'equilibrio economico del bilancio GSE.

#### **Allegato 1**

L'allegato 1 riporta la tabella con indicazioni circa la potenza, la vita utile convenzionale e le tariffe di riferimento per gli impianti distinti per fonte e specifica che 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.

Sono definite successivamente le modalità di calcolo della riduzione tariffaria per gli impianti per cui è stato riconosciuto o assegnato un contributo in conto capitale di cui all'articolo 12.

Infine si esplicita la modalità di calcolo della tariffa spettante per gli interventi di rifacimento.

#### **Allegato 2**

Sono definiti i requisiti e le disposizioni specifiche per impianti a biogas, biomassa, geotermoelettrici tradizionali con innovazioni, geotermoelettrici a emissioni nulle e solari termodinamici.

In particolare per gli impianti a biogas:

- 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 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 51% dal ciclo produttivo delle aziende agricole che realizzano l'impianto di produzione elettrica.

Per impianti a biomassa:

- a) negli impianti di taglia inferiore a 300 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/Nm<sup>3</sup> (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.

Per impianti geotermoelettrici tradizionali con innovazioni:

- a) i valori limite di emissione di H<sub>2</sub>S e H<sub>g</sub> pari al 70% di quelli indicati nell'allegato B alla legge regionale Toscana 5 febbraio 2019, n. 7;
- b) abbattimento delle emissioni di NH<sub>3</sub> pari almeno al 75% rispetto al contenuto di NH<sub>3</sub> 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.

Per i rifacimenti è individuato, per il calcolo della tariffa spettante, un costo medio di riferimento per impianti a nuovo pari a 4600 €/kW.

Per impianti geotermoelettrici a emissioni nulle.

- a) utilizzano fluidi geotermici con temperatura compresa tra 151 °C e 235 °C e
- b) presentano una concentrazione minima di gas in peso sul fluido geotermico > 1%.

Per impianti solari termodinamici:

- 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 m<sup>2</sup>; 0,4 kWh termici per ogni metro quadrato di superficie captante qualora la superficie captante sia compresa tra 10.000 e 50.000 m<sup>2</sup>;
- 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

Infine è riportato l'elenco dei sottoprodotti e dei prodotti di integrazione utilizzabili negli impianti a biogas (Tabella 1) e a biomassa (Tabella 2).

## 8. Risultati attesi

L'attuazione del decreto consentirà di incentivare complessivamente 3.945 MW di impianti, dei quali 150 MW destinati ai rifacimenti. A seconda della tecnologia e della potenza di impianti, gli interventi potranno accedere agli incentivi mediante procedure competitive dedicate, e con cadenza annuale, al netto che per l'eolico offshore per il quale sono previste almeno 3 procedure nel quinquennio.

L'impatto sulla tariffa è principalmente legato all'eolico *off-shore*, visti gli elevati volumi in gioco. Per la stima della spesa annua di incentivazione sono state fatte tre simulazioni, al variare del prezzo dell'energia che viene utilizzato, si desume che il costo annuo della misura varia sensibilmente all'aumentare del prezzo dell'energia, riducendosi proporzionalmente. Si considera pertanto il seguente range di valori 1120 – 300 ML€ (calcolati in riferimento a valori del PUN, rispettivamente, pari a 63 e 140 €/MWh). Si rappresenta inoltre che, in considerazione delle tecnologie incentivate, che prevedono tempi di autorizzazione e costruzione degli impianti medio lunghi, l'impatto reale sulle tariffe è atteso nell'arco di 4-5 anni.

Come per tutti i meccanismi di sostegno alla produzione elettrica da fonti rinnovabili, i costi per l'incentivazione della produzione elettrica attivata da questo decreto troveranno copertura sulle tariffe

dell'energia elettrica (componente Asos). Ovviamente, nel caso di restituzione da parte dei produttori, le somme restituite andranno a beneficio dei consumatori elettrici.