

CAMERA DEI DEPUTATI N. 2809

DISEGNO DI LEGGE

PRESENTATO DAL PRESIDENTE DEL CONSIGLIO DEI MINISTRI
(MELONI)

E DAL MINISTRO DELL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA
(PICHETTO FRATIN)

DI CONCERTO CON IL MINISTRO DELL'ECONOMIA E DELLE FINANZE
(GIORGETTI)

E CON IL MINISTRO DELLE IMPRESE E DEL *MADE IN ITALY*
(URSO)

Conversione in legge del decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21, recante misure urgenti per la riduzione del costo dell'energia elettrica e del gas in favore delle famiglie e delle imprese, per la competitività delle imprese e per la decarbonizzazione delle industrie, nonché disposizioni urgenti in materia di risoluzione della saturazione virtuale delle reti elettriche e di integrazione dei centri di elaborazione dati nel sistema elettrico

Presentato il 20 febbraio 2026

ONOREVOLI DEPUTATI! — Con il presente disegno di legge, il Governo sottopone alle Camere, per la conversione in legge, il decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21, recante misure urgenti per la riduzione del costo dell'energia elettrica e del gas in favore delle famiglie e delle imprese, per la competitività delle imprese e per la decar-

bonizzazione delle industrie, nonché disposizioni urgenti in materia di risoluzione della saturazione virtuale delle reti elettriche e di integrazione dei centri di elaborazione dati nel sistema elettrico.

Il decreto-legge si compone di 12 articoli, suddivisi in due capi.

CAPO I

Misure urgenti in materia di energia elettrica

L'articolo 1 (*Misure straordinarie volte a sostenere i costi di acquisto dell'energia elettrica delle famiglie*) dispone misure di breve periodo per allievare le famiglie dai costi per la fornitura di energia elettrica.

Il comma 1 prevede il riconoscimento di un contributo straordinario per l'anno 2026, del valore di 115 euro per le forniture di energia elettrica dei titolari, alla data di entrata in vigore del presente decreto, del bonus sociale, istituito ai sensi dell'articolo 1, comma 375, della legge 23 dicembre 2005, n. 266. Al riconoscimento di tale contributo, che è da considerarsi aggiuntivo rispetto al bonus sociale previsto a legislazione vigente, si provvede con delibera dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, nel limite di spesa di 315 milioni di euro per l'anno 2026, da trasferire alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA).

Il comma 2 prevede, per gli anni 2026 e 2027, la possibilità per i venditori di energia elettrica di riconoscere ai clienti domestici residenti con ISEE non superiore ai 25.000 euro, che non siano titolari di bonus sociale, un contributo straordinario pari al valore economico della componente PE applicata ai consumi del primo bimestre dell'anno per i clienti con forniture attive al 1° gennaio dell'anno stesso, o del primo bimestre di fornitura per i clienti attivati successivamente, e comunque entro il 31 maggio di ciascun anno, purché tali consumi non siano superiori a 0,5 MWh, e i consumi registrati nei 12 mesi precedenti rispetto al termine del bimestre di riferimento risultino inferiori a 3 MWh. Il contributo è riconosciuto come sconto sulle condizioni contrattuali applicate dal venditore titolare delle forniture nel bimestre di riferimento nelle fatturazioni relative ai consumi del quinto mese successivo al predetto bimestre.

Con apposita deliberazione, da adottarsi entro 30 giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, l'ARERA definisce le modalità applicative della disposizione, al fine di promuovere la trasparenza delle informazioni e la tutela dei consumatori.

Considerando il valore economico della componente PE pari a circa 12 centesimi di euro per kWh, il contributo può essere al massimo pari a 60 euro, da riconoscere nelle fatturazioni relative ai consumi del quinto mese successivo al bimestre di riferimento.

Il **comma 3** prevede che ai venditori che aderiscono al meccanismo volontario di cui al comma 2 sia rilasciata un'attestazione che può essere utilizzata ai fini commerciali. Con la medesima delibera di cui al comma 2, l'ARERA definisce le modalità di rilascio delle attestazioni e le forme di pubblicazione delle stesse sul proprio portale istituzionale. L'ARERA, inoltre, monitora nel biennio 2026-2027 l'applicazione delle disposizioni relative al meccanismo volontario di cui al comma 2 e al rilascio delle attestazioni di cui al medesimo comma 3.

Il **comma 4** dispone che alla copertura degli oneri derivanti dal riconoscimento del contributo straordinario di cui al comma 1, pari a 315 milioni di euro per l'anno 2026, si provveda mediante l'utilizzo delle risorse iscritte a vario titolo nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Il **comma 5** dispone che le risorse di cui al comma 1, non utilizzate entro la fine dell'anno 2026, sono versate all'entrata del bilancio dello Stato e restano acquisite all'erario.

L'articolo 2 (*Misure urgenti per la riduzione della componente ASOS delle bollette elettriche e il sostegno alle utenze non domestiche*) reca disposizioni urgenti per calmierare il peso della componente ASOS sulle bollette elettriche e favorire, al contempo, una migliore sostenibilità delle politiche di supporto alle energie rinnovabili e sostenere la spesa energetica delle utenze non domestiche.

I **commi da 1 a 3** prevedono un meccanismo, esclusivamente su base volontaria, a cui i soggetti responsabili degli impianti soggetti ai meccanismi dei conti energia I-IV, aventi una potenza superiore a 20 kW, con incentivi in scadenza a decorrere dal 1° gennaio 2029 possono aderire al fine di contribuire all'abbassamento della componente ASOS per gli anni 2026 e 2027.

Entro il 31 maggio 2026 i responsabili dei suddetti impianti possono aderire ad uno dei seguenti schemi:

- a) per il periodo che decorre dal secondo semestre dell'anno 2026 e sino 31 dicembre 2027 ricevono l'85% della tariffa premio spettante sull'energia prodotta. In tal caso le convenzioni relative agli impianti sono estese di diritto di un periodo pari a 3 mesi;
- b) per il periodo che decorre dal secondo semestre dell'anno 2026 e sino 31 dicembre 2027 ricevono il 70% della tariffa premio spettante sull'energia prodotta. In tal caso le convenzioni relative agli impianti sono estese di diritto di un periodo pari a 6 mesi.

Il **comma 4** prevede, al fine di garantire un più veloce repowering degli impianti di potenza superiore ai 20 kW incentivanti nell'ambito dei meccanismi del conto energia I-IV, la possibilità per i soggetti titolari di tali impianti di fuoriuscire dai predetti schemi alle seguenti condizioni.

I soggetti possono, entro il 30 settembre 2026, opzionare la fuoriuscita, che è prevista a decorrere dal 1° gennaio 2028, per un numero di impianti, la cui potenza complessiva non superi i 10 GW.

È data priorità agli impianti che abbiano aderito al meccanismo volontario di riduzione della tariffa premio disciplinato ai commi da 1 a 3 del presente articolo. A tali impianti è riconosciuto un corrispettivo pari al 90% del valore attualizzato dei flussi di cassa residui degli incentivi spettanti nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2028 e il termine di cessazione del contratto di incentivazione.

Considerato il contingente dei 10 GW, gli impianti che non abbiano partecipato al meccanismo volontario di cui ai commi da 1 a 3 sono selezionati mediante una procedura competitiva con offerta al ribasso rispetto ad un valore base posto pari al 90% del valore attualizzato dei flussi di cassa residui degli incentivi spettanti nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2028 e il termine di cessazione del contratto di incentivazione.

Gli impianti selezionati ricevono i corrispettivi, a decorrere dal 2028, in rate costanti, in un periodo temporale di 10 anni, con rivalutazione ad un tasso di interesse determinato dal GSE avendo a riferimento il costo medio del capitale che caratterizza gli investimenti in impianti fotovoltaici oggetto della procedura, e comunque non superiore al 6 per cento.

Gli impianti selezionati devono essere oggetto di integrale rifacimento, nel periodo 2028-2030, garantendo determinati incrementi di producibilità.

Le operazioni di rifacimento integrale devono garantire un aumento di potenza tale da comportare valori di producibilità pari almeno al doppio di quella attesa negli anni di incentivazione residua dell'impianto ad oggi esistente. Solo per gli impianti in area agricola, considerato il divieto di occupazione di ulteriore area agricola, ai sensi della legislazione vigente, o per gli impianti a tetto, considerata l'esiguità degli spazi disponibili, si richiede che la producibilità degli impianti, post operazione di repowering, sia pari ad almeno il 40% rispetto al valore atteso nel periodo di incentivazione residua per gli impianti esistenti ad oggi.

Al termine del rifacimento integrale, gli impianti possono partecipare a meccanismo di supporto limitatamente alla potenza corrispondente all'incremento di producibilità ottenuta dal repowering. Per la parte residua di potenza, i responsabili degli impianti devono contrattualizzare a termine, anche mediante PPA, l'energia elettrica prodotta ed immessa in rete, o partecipare a meccanismi di sostegno compatibilmente con la normativa europea in materia di aiuti di Stato.

Il **comma 5**, al fine di facilitare le procedure di repowering, prevede una modifica alla sezione II dell'allegato A al decreto legislativo 25 novembre 2024, n. 190. Tale modifica prevede che siano soggetti al regime di attività libera gli interventi consistenti in rifacimento integrale di impianti solari fotovoltaici esistenti, abilitati o autorizzati, nel caso in cui insistano su aree industriali, a condizione che, a seguito dell'intervento medesimo, l'impianto continui a ricadere interamente in area industriale, a prescindere dalla potenza risultante.

Il **comma 6** prevede che un decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica stabilisca le modalità attuative del meccanismo facoltativo di fuoriuscita disciplinato al comma 4, e in particolar modo le modalità di espletamento della procedura competitiva e le modalità di contrattualizzazione degli impegni assunti.

Il **comma 7** prevede che ARERA allinei, con propria deliberazione, la tempistica di versamento da parte dei distributori alla CSEA del gettito derivante dalle componenti tariffarie ASOS e ARIM, di cui all'articolo 5.1 dell'Allegato A alla Delibera 618/2023/R/com e s.m.i, a quella prevista per il versamento dei venditori ai distributori.

Attualmente la regolazione prevede che i distributori di energia elettrica fatturino ai venditori le componenti di trasporto e gli oneri di sistema entro il 9° giorno lavorativo del mese successivo rispetto a quello di competenza, per quanto riguarda i clienti con rilevazione dei consumi oraria (che rappresentano la grande maggioranza dei consumi complessivi), ed entro il 4° giorno lavorativo

successivo al 20° giorno del mese successivo rispetto a quello di competenza, per quanto riguarda i clienti con rilevazione dei consumi non oraria.

Le scadenze di pagamento dei venditori verso i distributori sono fissate dalla regolazione dopo 30 giorni dal termine ultimo di fatturazione di cui al periodo precedente. Orientativamente i termini di pagamento cadono per i clienti con rilevazione dei consumi oraria (che, come detto, rappresentano la grande maggioranza dei consumi complessivi) a metà del mese successivo a quello di fatturazione.

I distributori versano poi gli oneri di sistema alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) entro il 15 del secondo mese successivo a quello di fatturazione, ai sensi dell'articolo 5.1 dell'Allegato A alla Delibera 618/2023/R/com e s.m.i.

Con la disposizione in esame si prevede un anticipo strutturale di un mese di tale versamento a partire dagli oneri di sistema fatturati a marzo.

Sulla base di quanto disposto, nel mese di aprile 2026 la CSEA riceverebbe un gettito doppio rispetto a quello che si avrebbe in assenza della nuova previsione, in quanto riceverebbe sia gli importi fatturati a febbraio che quelli fatturati a marzo.

In tal modo verrebbe aumentato per effetto della disposizione in commento l'ammontare delle risorse disponibili per la CSEA per un importo stimato tra 800 e 900 milioni di euro per l'anno 2026.

Il **comma 8** demanda ad una deliberazione di ARERA le modalità di riconoscimento del beneficio derivante dall'attuazione dei commi 1, 4 e 7 del presente articolo, in modo tale da garantire la riduzione della componente della spesa per gli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione (ASOS) applicata all'energia prelevata alle utenze non domestiche, diverse dall'illuminazione pubblica, in bassa tensione per altri usi, alle utenze non domestiche in media, alta e altissima tensione, ad esclusione dei prelievi che godono del regime tariffario speciale di cui all'articolo 29 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, e con l'esclusione delle utenze che sono iscritte nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), ai sensi dell'articolo 3 del decreto-legge 29 settembre 2023, n. 131, convertito con modificato dalla legge 27 novembre 2023, n. 169.

L'articolo 3 (*Disposizioni in materia di aliquota IRAP per le imprese del comparto energetico*) in ragione delle peculiari caratteristiche del mercato in cui operano i soggetti inclusi tra le attività economiche classificate nelle divisioni 6, 9, 19, 35 e 49 presenti nella tabella dei codici attività ATECO definita dall'ISTAT (comparto energetico), l'articolo prevede, al **comma 1**, un incremento dell'aliquota ordinaria IRAP (pari al 3,90 per cento) prevista dall'articolo 16, comma 1, del decreto legislativo 15 dicembre 1997, n. 446, di due punti percentuali, per i soggetti che svolgono, in via prevalente, attività economiche individuate dai codici ATECO di cui alla tabella 1 allegata al decreto. Di conseguenza, per i suddetti soggetti l'aliquota del 3,90 per cento viene rideterminata al 5,90 per cento.

L'incremento opera solo per un arco temporale predefinito e, in particolare, in relazione ai periodi d'imposta successivi a quelli in corso al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2026. Per i soggetti con periodo d'imposta coincidente con l'anno civile, dunque, l'aliquota al 5,90 per cento si applica per i periodi d'imposta 2026 e 2027.

Nel caso di contribuenti che esercitino più attività, l'aliquota maggiorata risulta applicabile qualora tra le attività contenute nell'allegato 1 ricada quella esercitata in via prevalente, laddove per "attività prevalente" s'intende l'attività dalla quale deriva, nel corso di ciascun periodo d'imposta, il maggiore ammontare di ricavi.

Il **comma 2** precisa che, ai fini della determinazione dell'acconto IRAP, per il periodo d'imposta successivo a quello in corso al 31 dicembre 2025, occorre tenere conto dell'imposta relativa al periodo in corso al 31 dicembre 2025 che si sarebbe determinata applicando le nuove aliquote.

Il **comma 3** prevede la destinazione delle risorse rinvenienti da quanto disposto al comma 1 alla riduzione della componente della spesa per gli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione (ASOS) applicata all'energia prelevata alle utenze non domestiche, ad esclusione di quelle relative all'illuminazione pubblica, in bassa tensione per altri usi, alle utenze non domestiche in media, alta e altissima tensione, ad esclusione dei prelievi che godono del regime tariffario speciale di cui all'articolo 29 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, e ad esclusione delle utenze che sono iscritte nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), ai sensi dell'articolo 3 del decreto-legge 29 settembre 2023, n. 131, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 novembre 2023, n. 169.

Il **comma 4** provvede alla copertura degli oneri derivanti dal comma 1.

L'articolo 4 (Disposizioni urgenti per promuovere la contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte delle imprese) reca disposizioni volte a promuovere la contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte delle imprese attraverso un'evoluzione e il potenziamento degli strumenti previsti dall'articolo 28 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 e dall'articolo 16-bis del decreto-legge 1° marzo 2022, n.17, convertito con legge 27 aprile 2022, n. 34.

I **commi da 1 a 3** prevedono un'evoluzione della bacheca di cui al comma 1 dell'articolo 28 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, gestita dal GME, da strumento volto a facilitare l'incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula di tali contratti a sede di negoziazione e contrattualizzazione diretta tra le parti dei suddetti contratti, con l'obiettivo principale di favorire la partecipazione delle piccole e medie imprese.

La bacheca pertanto avrà un ruolo complementare alla piattaforma di negoziazione prevista dai commi 2 e seguenti dell'articolo 28 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 in cui il GME è controparte centrale.

Nello specifico, la bacheca PPA sarà adeguata, contestualmente all'entrata in vigore delle regole operative, e sarà articolata in due sezioni dedicate:

1) una sezione relativa alle negoziazioni libere (corrispondente all'attuale Comparto Annunci della Bacheca), nell'ambito della quale gli operatori potranno continuare a pubblicare annunci di acquisto e vendita di contratti PPA, liberamente definiti e configurati dai proponenti, e manifestare interesse per annunci pubblicati da altri operatori. L'eventuale conclusione dei contratti, a seguito dell'incontro tra domanda e offerta, avviene al di fuori di quest'ultima, senza che il GME assuma alcun ruolo di

controparte delle negoziazioni. I contratti eventualmente conclusi al di fuori della bacheca sono registrati sul “comparto registrazione” della bacheca stessa.

2) una sezione relativa alle negoziazioni qualificate, nell’ambito della quale gli operatori, sole se prequalificati dal GSE, sulla base dei requisiti previsti al decreto di cui al comma 4 della norma in commento, potranno presentare manifestazioni di interesse ad acquistare ovvero manifestazioni di interesse a vendere PPA. In caso di conclusione del contratto, su richiesta delle parti, il GSE può svolgere il ruolo di garante di ultima istanza nei limiti delle risorse e con le modalità dall’articolo 28 d. lgs 199/2021, al netto delle risorse utilizzate dal GSE per il pagamento del premio a SACE, per la garanzia di cui al comma 3 del presente articolo. Per beneficiare della garanzia di ultima istanza del Gse in caso di default, entrambe le controparti del contratto nella fase di partecipazione alle procedure devono espressamente indicare la volontà di avvalersene, sottoscrivendo in via preliminare un contratto di adesione con il GSE. Anche in tale sezione della bacheca la conclusione del contratto avviene, al di fuori di quest’ultima, bilateralmente tra il proponente l’annuncio e l’operatore che ha manifestato interesse, senza che il GME assuma il ruolo di controparte delle negoziazioni.

Il GSE subentra in caso di *default* di una delle parti contraenti (venditore o acquirente) garantendo la regolazione economica di tutta l’energia elettrica sottesa al contratto, per l’intera durata dello stesso, e per il tramite di implementazione di forme di minimizzazione dei rischi quali l’individuazione di un prezzo di riserva (di vendita o di acquisto), più tutelanti rispetto al prezzo bilateralmente negoziato, e forme di esposizione massima al rischio derivante da differenziali di prezzo negativi tra l’energia acquistata e rivenduta dallo stesso GSE nell’esercizio del ruolo di garante di ultima istanza, tali da garantire il rispetto dei limiti di spesa stabiliti ai commi 2-bis e 2-ter del d. lgs 199/2021.

Gli eventuali rischi eccedentari la massima esposizione consentita saranno conseguentemente oggetto di regolazione economica da parte del GSE con la parte *in bonis*.

Inoltre, in linea con la Comunicazione della Commissione sull'applicazione degli articoli 87 e 88 del trattato CE agli aiuti di Stato concessi sotto forma di garanzie (2008/C 155/02), per escludere che il regime di garanzia configuri un aiuto di Stato, saranno soddisfatte tutte le seguenti condizioni:

- a) esclusione delle imprese in difficoltà finanziaria;
- b) entità delle garanzie misurabile e limitata;
- c) le garanzie dovranno prevedere un importo ed una durata limitata;
- d) copertura massima dell’80% del valore nominale del sottostante negoziato, in termini di esposizione al rischio prezzo;
- e) valutazione realistica del rischio e parziale autofinanziamento del regime, di modo che i premi pagati dai beneficiari consentano di partecipare con il finanziamento del regime stesso;
- f) revisione periodica dei premi;
- g) i premi di garanzia applicati alle controparti del GSE dovranno coprire le spese amministrative sostenute dal GSE, i normali rischi inerenti alla concessione della garanzia; nonché una remunerazione annua di un capitale adeguato.

Ciò detto, il GSE individua, nell’ambito delle regole operative di cui al comma 4, forme di minimizzazione e trasferimento del rischio dei contraenti nell’ambito delle tipologie di contratto definite, anche avvalendosi del supporto di SACE, che è autorizzato a rilasciare a favore dello stesso

GSE, per la parte eccedente e solo una volta esaurite le risorse destinate alla garanzia di ultima istanza di cui al citato articolo 28, le garanzie di cui all'articolo 1, commi da 259 a 271, della legge 30 dicembre 2023, n. 213, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica. La norma predetermina per l'anno 2026, nell'ambito del limite previsto dall'articolo 3, comma 6, della legge 30 dicembre 2025, n. 199, l'importo massimo, pari a 250 milioni di euro, degli impegni assumibili da SACE S.p.A. per l'operatività del comma 3. Per le successive annualità detto importo è fissato con le modalità di cui all'articolo 1, comma 261, quarto periodo, della legge 30 dicembre 2023, n.213.

Si precisa che il premio a mercato previsto dalla garanzia Archimede, disciplinata dall'articolo 1, commi da 259 a 271, della legge 30 dicembre 2023, n. 213, è a carico del GSE che, a tal fine, utilizza quota parte delle risorse del citato articolo 28 del decreto legislativo n. 199 del 2021.

La previsione del possibile avvalimento di SACE S.p.A., nei limiti e con le modalità previste dalla norma, ha l'obiettivo di massimizzare l'utilizzo delle risorse stanziato per la garanzia di ultima istanza, ai sensi del citato articolo 28 del d.lgs. n.199 del 2021, attraverso l'effetto moltiplicatore generato dal ricorso allo strumento delle garanzie fornite da SACE.

Il **comma 4** prevede che con decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica siano approvate le regole operative per il funzionamento della bacheca, per come modificata dai commi da 1 a 3, con riferimento ai requisiti che le imprese devono rispettare per l'accesso alla garanzia di ultima istanza di cui al comma 2, nonché agli schemi di contratto di adesione al servizio di garanzia di ultima istanza.

Il **comma 5** prevede che la società Acquirente unico S.p.a. svolga, secondo condizioni e modalità stabilite dall'ARERA, servizi di aggregazione della domanda di energia elettrica finalizzati a favorire la contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte delle imprese, anche mediante schemi di contratto standard, che tengano conto della distribuzione temporale dell'energia oggetto del contratto e degli specifici profili di consumo.

Il **comma 6** prevede che ARERA, nel definire le modalità di svolgimento del servizio di aggregazione da parte di Acquirente Unico, adotti specifiche linee guida per i gruppi di acquisto abilitati alla contrattazione collettiva, al fine di favorire la massima partecipazione delle imprese ai meccanismi di cui all'articolo 28 del d.lgs. n. 199 del 2021.

Il **comma 7** prevede che le società del Gruppo GSE assicurano, anche mediante appositi protocolli di intesa con le associazioni territoriali o di categoria delle piccole e medie imprese, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, attività di formazione e divulgazione nei confronti delle piccole e medie imprese in relazione alla contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, al fine di facilitare l'accesso alle contrattazioni nell'ambito dei PPA.

Il **comma 8** prevede l'adeguamento del quadro regolatorio da parte dell'ARERA in relazione alle modalità con le quali le imprese possono approvvigionarsi di energia attraverso contratti di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine, in conformità a quanto disciplinato dall'articolo 4 della Direttiva (UE) 944/2019 sul mercato elettrico integrato, in materia di diritti dei clienti finali a stipulare più di un contratto di fornitura per le proprie esigenze di approvvigionamento.

Il **comma 9** prevede la possibilità per i Consorzi per le Aree di Sviluppo Industriale di individuare le superfici da destinare alla realizzazione di impianti di energia elettrica da fonti rinnovabili oggetto di successiva contrattualizzazione a lungo termine. I Consorzi effettuano il censimento della

disponibilità di coperture o aree pertinenziali funzionali alla realizzazione di impianti fotovoltaici nelle aree dei Consorzi, alla stima del potenziale dell'autoconsumo e all'analisi della composizione dell'aggregato.

Il **comma 10** reca una disposizione di coordinamento volta ad evitare sovrapposizioni con quanto disciplinato al comma 6.

Il **comma 11** apporta delle modificazioni al meccanismo di disaccoppiamento del prezzo dell'energia elettrica dal prezzo gas previsto all'articolo 16-bis del decreto-legge 1° marzo 2022, n.17, convertito con legge 27 aprile 2022, n. 34. Tale meccanismo prevede la stipula, da parte del GSE, di CFD a due vie con impianti rinnovabili esistenti individuati tramite asta con partecipazione su base volontaria.

Per assicurare una significativa ed efficiente adesione alle procedure concorsuali da parte dei titolari di impianti a fine incentivo si propone un'integrazione del meccanismo.

Con le modifiche introdotte dal comma 11, lettera a), numeri 1) e 2) si intende garantire maggiore flessibilità per la stipula dei contratti nell'ambito del meccanismo di cui all'articolo 16-bis del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, convertito con legge 27 aprile 2022, n. 34. La normativa prevede la possibilità di stipulare contratti di natura quinquennale. Con la modifica prevista al comma in esame si garantisce maggiore flessibilità nello stipulare contratti di durata pluriennale, venendo incontro alle differenti esigenze di durata contrattuale sia lato domanda, sia lato offerta. Si precisa, inoltre, che il prezzo *strike* delle procedure deve garantire il costo per l'esercizio e il mantenimento degli impianti.

Le modifiche introdotte dal comma 1, lettera b), numeri 1) e 2) recano delle disposizioni volte a chiarire, da un lato, il coordinamento fra le procedure concorsuali lato domanda e offerta, e ad eliminare il riferimento ai profili predefiniti che potrebbero creare problemi applicativi delle disposizioni in commento.

Con il periodo introdotto mediante il numero 3) della lettera b), si intende chiarire che le quantità di energia assegnate con le procedure concorsuali lato domanda devono essere equivalenti a quelle assegnate mediante le procedure lato offerta, e che i prezzi contrattuali di esercizio definito in esito alle procedure concorsuali dal lato della domanda devono essere non inferiori al prezzo di esercizio più alto determinato in esito alle procedure lato offerta. Questa precisazione è volta ad annullare il potenziale rischio che (a prescindere dal potenziale sistema di garanzie che la norma già prevede a legislazione vigente) i costi recuperati dal GSE lato domanda non riescano a coprire i costi che il GSE deve sostenere lato offerta. Pertanto, la disposizione, garantendo, equivalenza fra i volumi contrattualizzati lato offerta e lato domanda, e prevedendo che i prezzi contrattuali lato domanda non siano mai inferiori al prezzo di esercizio più alto dal lato dell'offerta, sterilizza la possibilità che vi siano effetti negativi a carico degli oneri generali di sistema.

Con la modifica apportata al numero 4) della lettera b) si esplicita che gli eventuali proventi netti derivanti dalla regolazione dei contratti per differenza lato domanda e lato offerta siano destinati alla riduzione degli oneri generali di sistema.

Il **comma 12** prevede che agli impianti specificamente individuati al comma 13, che sono selezionati, al termine del periodo di incentivazione, con priorità sulla bacheca di cui all'articolo 28, comma 1 del decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199, dalla società Acquirente unico S.p.a., nell'ambito del servizio di aggregazione di cui al comma 5 del presente articolo, è corrisposta, su base annuale e sull'energia oggetto del contratto, una premialità pari al quindici per cento della differenza se positiva

tra la media annua ponderata, sulle quantità contrattualizzate, dei prezzi del mercato *spot* nella zona in cui è localizzato l'impianto e il prezzo riconosciuto nell'ambito del servizio di aggregazione. La premialità è riconosciuta a valere sugli oneri generali di sistema.

L'obiettivo della disposizione è quello di intercettare, attraverso una premialità, importanti volumi di energia prodotti da impianti in uscita dai meccanismi di incentivazioni al fine di una loro contrattualizzazione a prezzi calmierati nell'ambito del servizio di aggregazione che la società Acquirente Unico svolge ai sensi del comma 5 del presente articolo. In tal modo si intende favorire la contrattualizzazione a lungo termine di energia a fonti rinnovabili delle imprese e, in particolar modo delle piccole e medie imprese, al fine di garantire prezzi di approvvigionamento energetico disaccoppiati dal mercato *spot*.

Il **comma 13** prevede che le disposizioni di cui al comma 12 si applichino agli impianti di potenza superiore ai 20 kW che abbiano aderito a meccanismi di sostegno, specificamente individuati dalla disposizione, che hanno garantito nel corso del periodo di incentivazione l'ammortamento degli impianti e un'elevata remunerazione degli stessi.

L'**articolo 5** (*Misure per la riduzione degli oneri generali di sistema derivanti dalle bioenergie*) introduce disposizioni volte a ridurre l'impatto derivante dall'applicazione dei prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da biogas, biomassa e bioliquidi sostenibili sulla componente Asos della bolletta elettrica.

Nel corso del 2023 sono stati previsti per tali impianti, caratterizzati da costi operativi elevati e per i quali i soli ricavi sul mercato dell'energia elettrica non sono sufficienti a garantirne l'esercizio in condizioni di efficienza, meccanismi emergenziali di integrazione ai ricavi. La capacità produttiva di tali impianti rappresenta, infatti, una importante risorsa funzionale a garantire in una fase transitoria il mantenimento delle traiettorie di decarbonizzazione delineate dal PNIEC per il raggiungimento degli obiettivi al 2030.

L'aggiornamento dei meccanismi di integrazione dei ricavi previsti a legislazione vigente ha un duplice obiettivo:

- a) accompagnare tali impianti al *phase out* con un'integrazione dei ricavi decrescente a decorrere dal 2026, che garantisca, in ogni caso, il contributo di tali impianti alla generazione elettrica e termica, e la possibilità per il mondo produttivo di adeguarsi alla sostituzione o l'integrazione tecnologica per sostenere la domanda di energia;
- b) ridurre in modo efficiente l'impatto dei prezzi minimi garantiti sugli oneri generali di sistema, componente Asos.

In particolare, per quanto riguarda i bioliquidi, il nuovo meccanismo previsto per il periodo 2026-2030, sostituisce il regime di contrattualizzazione della capacità previsto dall'articolo 5 comma 1 del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181. Si prevede una proroga dell'attuale meccanismo per un periodo di tre mesi, nelle more dell'adozione del nuovo meccanismo da parte di Arera. Nella definizione dei PMG per il periodo 2026-2030, i prezzi minimi garantiti sono riconosciuti per un numero massimo di ore semestrali, differenziate fra tipologie di impianti, tenendo conto di esigenze di copertura della domanda attesa, delle esigenze di continuità di produzione degli impianti connessi

ai siti produttivi anche in assetto di autoproduzione. In particolare, nel caso di impianti di produzione asserviti a un processo produttivo, il numero massimo di ore semestrali è pari al numero di ore di funzionamento del medesimo processo produttivo, mentre, nel caso degli altri impianti di produzione, il numero massimo di ore semestrali viene definito e aggiornato da Terna al fine di assicurare il contributo alla flessibilità del sistema di questi impianti e di rispettare i vincoli di permanenza in servizio degli impianti stessi.

Il GSE effettua semestralmente una stima del costo del meccanismo entro la metà del mese antecedente all'inizio di ciascun semestre. Qualora dalle valutazioni emerga la possibilità del mancato perseguimento del tendenziale di spesa previsto dalla norma, si prevede la riduzione del numero delle ore semestrali per tutti gli impianti di produzione, prevedendo in particolare che: 1) la riduzione, per ciascun impianto di produzione, trova applicazione dall'inizio del semestre cui la previsione del GSE si riferisce; 2) l'eventuale riduzione, fino all'azzeramento, avviene prioritariamente per gli impianti di produzione non asserviti a un processo produttivo; 3) la riduzione si applica a decorrere dalla data di scadenza del meccanismo di incentivazione eventualmente in essere.

Anche per gli impianti biogas e biomasse si dispone un aggiornamento del meccanismo dei prezzi minimi garantiti per il periodo 2026-2037. I prezzi minimi garantiti sono riconosciuti per un numero massimo di ore semestrali, differenziate fra tipologie di impianti, tenendo conto di esigenze di copertura della domanda attesa individuate da Terna, delle esigenze di continuità di produzione degli impianti connessi ai siti produttivi anche in assetto di autoproduzione. In particolare, nel caso di impianti di produzione asserviti a un processo produttivo, il numero massimo di ore semestrali è pari al numero di ore di funzionamento del medesimo processo produttivo.

Anche per tale meccanismo, il GSE effettua semestralmente una stima del costo del meccanismo entro la metà del mese antecedente all'inizio di ciascun semestre. Qualora dalle valutazioni emerga la possibilità del mancato perseguimento del tendenziale di spesa previsto dalla norma, si prevede la riduzione del numero delle ore semestrali per tutti gli impianti di produzione, prevedendo in particolare che: 1) la riduzione, per ciascun impianto di produzione, trova applicazione dall'inizio del semestre cui la previsione del GSE si riferisce; 2) l'eventuale riduzione, fino all'azzeramento, avviene prioritariamente per gli impianti di produzione non asserviti a un processo produttivo; 3) per gli impianti che hanno rinunciato agli incentivi ai sensi del comma 8, la riduzione si applica a decorrere dalla data di scadenza del meccanismo in essere prima della rinuncia ai fini dell'accesso al meccanismo dei prezzi minimi garantiti.

Per gli impianti alimentati da biogas di potenza superiore ai 300 kW la permanenza o l'accesso al meccanismo è possibile sino al 31 dicembre 2030 ed è subordinato all'impegno alla riconversione dell'impianto a biometano, secondo le modalità definite con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, su proposta del GSE.

Possono beneficiare dei PMG oltre il 31 dicembre 2030: 1) gli impianti a biogas di potenza inferiore o uguale a 300 kW che non sono stati riconvertiti a biometano; 2) gli impianti a biogas e biomasse per i quali la data di scadenza che avrebbe avuto il meccanismo di incentivazione in essere prima della rinuncia ai fini dell'accesso al meccanismo dei prezzi minimi garantiti sia successiva al 2030. Per tali impianti, in ogni caso, l'erogazione dei prezzi minimi garantiti termina alla data di scadenza che avrebbe avuto il meccanismo di incentivazione in essere prima della rinuncia.

L'**articolo 6** (*Misure urgenti per la riduzione degli oneri del gas naturale prelevato ai fini della produzione di energia elettrica e per il rafforzamento della concorrenzialità dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica*) è finalizzato al perseguimento del contenimento del prezzo dell'energia elettrica sostenuto dai consumatori finali, attraverso la riduzione dei costi pagati dai produttori che prelevano gas naturale per l'alimentazione di impianti termoelettrici per la produzione da immettere in rete e la conseguente riduzione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso.

Il **comma 1** dispone che l'ARERA, al fine di rafforzare la concorrenzialità dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica, in attuazione del Regolamento (UE) 1227/2011, cd. REMIT, adotti uno o più provvedimenti per la valutazione delle condotte di trattenimento economico di capacità degli operatori di mercato all'ingrosso, ed in particolare nel mercato all'ingrosso del giorno prima. Al fine di evitare un trattenimento economico di capacità degli operatori all'ingrosso, la norma prevede che, in linea con quanto stabilito dalle linee guida ACER, nel mercato del giorno prima, caratterizzato dal riconoscimento del prezzo marginale a tutte le offerte in vendita accettate, per tutti gli impianti, gli unici legittimi motivi economici per offrire ad un prezzo superiore al costo marginale della capacità di generazione, ivi inclusi i costi associati ai rischi di varia natura, siano i soli costi opportunità stimabili al momento della negoziazione (ad esempio, connessi alla vendita su altri mercati o segmenti di mercato o altri periodi temporali). Le disposizioni in oggetto sono altresì funzionali ad assicurare ad ARERA la possibilità di verificare che le offerte presentate dagli impianti termoelettrici nei mercati all'ingrosso scontino il valore dei rimborsi riconosciuti ai sensi del comma 2 e del comma 3 del presente articolo.

Il **comma 2** attribuisce all'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) il compito di definire le modalità con cui, a partire dal 1° gennaio 2027, i corrispettivi unitari variabili della tariffa di trasporto del gas naturale non funzionali alla copertura di costi di natura variabile e le componenti tariffarie a copertura di oneri di carattere generale del sistema gas, applicati ai prelievi di gas per la produzione di energia elettrica immessa in rete, non già oggetto di rimborso in forma integrale o parziale, siano inclusi tra quelli restituiti ai produttori termoelettrici. Il mancato gettito derivante da tale rimborso viene coperto tramite componenti applicate ai prelievi di energia elettrica secondo modalità definite dall'Autorità stessa.

Il **comma 3** prevede che, in aggiunta al rimborso previsto al comma 2, l'ARERA disciplini, con apposita deliberazione, un rimborso aggiuntivo per i produttori termoelettrici. Tale rimborso deve essere definito dall'ARERA con congruo anticipo e, comunque, nel limite del costo atteso per un impianto a ciclo combinato a gas efficiente derivante dagli adempimenti connessi alle emissioni ETS. L'efficacia del comma 3 è subordinata, ai sensi del **comma 6**, alla preventiva autorizzazione della Commissione europea ai sensi dell'articolo 108, paragrafo 3, del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea.

Il **comma 4** prevede che l'ARERA verifica che i rimborsi di cui ai commi 2 e 3 siano pienamente trasferiti nelle offerte di vendita riferite agli impianti termoelettrici interessati dai rimborsi stessi. Nel caso di verifica negativa, il produttore è tenuto a restituire i relativi rimborsi, maggiorati da eventuali sanzioni comminate dalla medesima Autorità ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481. A tal fine, nell'ambito dei provvedimenti assunti ai sensi del comma 1, l'ARERA definisce le modalità ed i criteri per le procedure delle suddette verifiche nonché i comportamenti di offerta da ritenersi comunque conformi a detto obbligo.

Il **comma 5** prevede una disposizione di coordinamento fra quanto disciplinato ai sensi dei commi 1, 2 e 3 e le condizioni economiche previste per la disciplina del mercato della capacità, che devono tener conto, da una parte, dei minori margini ottenibili, anche dagli impianti esistenti, in ragione delle disposizioni di cui al comma 1, e dall'altra, dei rimborsi previsti ai sensi del comma 2 e del comma 3 del presente articolo.

L'articolo 7 (*Misure urgenti per la connessione alla rete degli impianti alimentati a fonti rinnovabili*) si pone all'interno di un contesto in cui l'aumento della penetrazione delle fonti rinnovabili nel *mix* energetico italiano è fondamentale, non solo per raggiungere gli obiettivi legati alla lotta al cambiamento climatico, ma anche per aumentare l'indipendenza energetica del nostro Paese (diminuendo la necessità di importare fonti fossili), così riducendo il livello e la volatilità dei prezzi gravanti sui consumatori. Il crescente volume di progetti a fonti rinnovabili richiede un adeguato sviluppo delle infrastrutture di rete e un'accelerazione delle procedure in grado di gestire in modo efficiente l'elevato numero di domande di connessione, favorendo la realizzazione e l'allaccio di progetti solidi, indispensabili al raggiungimento dei *target* di decarbonizzazione. Uno degli ostacoli, ad oggi, più rilevanti allo sviluppo di impianti di produzione di energia a fonti rinnovabili è il fenomeno della cosiddetta "saturazione virtuale" della rete, cioè il fenomeno causato dalla numerosità e dalla concentrazione delle domande di connessione di impianti FER in alcune aree a cui spesso non fa seguito né l'autorizzazione degli stessi, né tantomeno la loro realizzazione e che, tuttavia, tengono potenzialmente impegnata la capacità di connessione della rete. Tale fenomeno se, da un lato, è sintomo del forte interesse dimostrato da molti operatori alla realizzazione di nuova capacità rinnovabile in Italia; dall'altro, sta comportando un ritardo notevole nello sviluppo delle FER, proprio perché la capacità di connessione e di trasporto sulla rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN) è spesso impegnata virtualmente da progetti che non hanno una concreta possibilità di realizzazione, a discapito di progetti con elevatissime *chance* di cantierabilità.

Questa problematica è connessa all'attuale modalità di analisi delle richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale che implica un criterio sequenziale di assegnazione delle soluzioni di connessione per effetto del quale la valutazione condotta per ciascuna richiesta tiene conto delle precedenti già rilasciate, se non decadute, presupponendo che le stesse abbiano successo e che, quindi, effettivamente "occupino" la capacità di connessione a loro indicata in fase di rilascio della soluzione di connessione, la cosiddetta "STMG". Sulla base di tale modalità, l'impegno di capacità di rete risulta "virtualmente" non più disponibile per i nuovi progetti FER che insistono sui medesimi tratti di RTN comportando che, per la loro effettiva realizzazione, gli operatori debbono sostenere elevati costi e attendere tempi lunghi per la connessione, nonostante molte delle iniziative che hanno già opzionato e occupato "virtualmente" quel tratto di RTN potrebbero non giungere mai a realizzazione.

Tale modalità risulta inadatta a garantire l'efficienza del processo in un contesto caratterizzato da richieste di connessione superiori di un ordine di grandezza rispetto agli obiettivi da raggiungere al 2030.

Il fenomeno della saturazione virtuale delle reti elettriche sta, pertanto, notevolmente rallentando l'ingresso nel mercato di nuovi impianti a fonte rinnovabile, in quanto comporta il rilascio da parte di Terna (in qualità di gestore della rete di trasmissione nazionale) di soluzioni di connessione che prevedono tempi lunghi ed elevati costi legati alla necessità di effettuare lavori sempre più complessi.

Per tutto quanto sopra, e considerati gli obiettivi ambiziosi che il sistema elettrico italiano si è posto per il 2030, risulta, ad oggi, necessario individuare misure urgenti per ridurre gli impatti della saturazione virtuale della rete a partire dall'immediato, intervenendo sulle richieste già presentate al fine di selezionare quelle che assicurino una maggiore probabilità di realizzazione. Per superare le limitazioni appena descritte, si intende introdurre, con l'articolo in commento, un cambio di paradigma.

Al **comma 1** si prevede che la società Terna pubblichi sul portale T.E.R.R.A. di cui all'articolo 9, comma 1, lettera *a*), del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito, con modificazioni, dalla legge 2 febbraio 2024, n. 11, la massima capacità da fonti rinnovabili addizionale che può essere integrata in ciascuna porzione della rete di trasmissione nazionale definita sulla base di un apposito provvedimento del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. Inoltre, il comma 1 in esame stabilisce che Terna provvede ad aggiornare trimestralmente la predetta capacità sulla base dell'evoluzione delle autorizzazioni degli impianti di generazione e delle opere di rete, delle richieste di connessione e delle effettive entrate in esercizio dei medesimi impianti.

Al **comma 2** è prevista l'adozione, da parte del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentita l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), di un provvedimento con il quale saranno individuati le modalità operative e i criteri, anche funzionali, cui dovrà attenersi il gestore della rete di trasmissione nazionale per la validazione dei progetti e l'assegnazione definitiva della capacità, assicurando che la capacità di rete sia dimensionata coerentemente con gli obiettivi del PNRR, del PNIEC, nonché con ogni altro obiettivo di politica energetica nazionale ed europea, tenendo altresì conto dell'evoluzione della capacità degli impianti di generazione da fonti rinnovabili prospettata dai gestori del servizio di distribuzione sulle reti di competenza.

Il **comma 3** apporta una serie di modificazioni al decreto legislativo 25 novembre 2024, n. 190, recante norme in materia di regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili, al fine di farvi confluire la nuova disciplina per il rilascio delle connessioni di impianti a fonti rinnovabili e di accumulo e di conferire al medesimo decreto le caratteristiche di testo atto a rappresentare univocamente il riferimento normativo "chiave" per le procedure che, *lato sensu*, riguardano la produzione di energia da fonti rinnovabili. Segnatamente, la disciplina delle connessioni degli impianti alla rete elettrica merita di trovare collocazione nel ridetto decreto legislativo n. 190 del 2024 in considerazione della circostanza che le procedure di connessione rappresentano una fase fondamentale del processo di "*permitting*" delle fonti rinnovabili, prodromica all'avvio della procedura abilitativa semplificata e all'avvio del procedimento di autorizzazione unica.

In primo luogo, la lettera *a*) del comma 3 modifica l'articolo 4 del sopra citato decreto legislativo n. 190 del 2024, relativo alle definizioni. Nel dettaglio, il numero 1) apporta modificazioni alla definizione di cui alla lettera *a*) dell'articolo 4, relativa all'avvio della realizzazione degli interventi, al fine di chiarire che ogniqualvolta, nel testo del decreto legislativo, ricorre tale locuzione, essa non comprende le attività di sviluppo e potenziamento della rete di trasmissione nazionale relative a impianti da fonti rinnovabili, di cui al proposto articolo 10-*bis*, commi 8 e 10, dello stesso decreto legislativo n. 190. Per tali attività, infatti, i pertinenti commi del proposto articolo 10-*bis* stabiliscono un'apposita disciplina per l'ottenimento degli occorrenti titoli abilitativi. Al numero 2) della lettera *a*) del comma 3 in esame vengono introdotte due nuove definizioni. Segnatamente, vengono inserite le definizioni di «gestore del sistema di trasmissione nazionale» e di «gestori del sistema di distribuzione».

Alla lettera *b*) del comma 3 in esame viene inserito un nuovo articolo (10-*bis*), allo scopo di introdurre, nel decreto legislativo n. 190 del 2024, la disciplina relativa alla connessione degli impianti da fonti rinnovabili e degli impianti di accumulo alla rete elettrica. Nel dettaglio:

- al comma 1 del proposto articolo 10-*bis* sono definiti i criteri sulla base dei quali ARERA, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della disposizione in esame, è chiamata ad aggiornare le condizioni tecniche ed economiche, nonché le modalità procedurali per le connessioni alla rete elettrica, rispettivamente per la rete di trasmissione e per le reti di distribuzione. In particolare, i criteri e le modalità di cui al comma 1 permetteranno di dimensionare e progettare le soluzioni di connessione sulla base di soluzioni «complessive», definite in modo più efficiente, e tali da poter accogliere una capacità complessivamente superiore a quella stabilita per il raggiungimento degli obiettivi di *burden sharing*, in quanto dimensionate in eccesso di capacità. Questo approccio consentirà, in sintesi, di definire le soluzioni di connessione microzonali, da assegnare con un meccanismo di “*open season*” (procedure di allocazione trasparenti e non discriminatorie). Al medesimo comma 1 si prevede altresì che ARERA, nell’ambito dei principi, delle finalità e delle attribuzioni di cui alla legge n. 481 del 1995, è tenuta a garantire ogni misura utile per un’efficiente gestione della capacità della rete, anche mediante misure decadenziali delle soluzioni di connessione in caso di esito negativo delle procedure abilitative o autorizzatorie o di mancato rispetto dei termini (stabiliti al comma 7 dello stesso articolo 10-*bis*) di presentazione delle istanze a seguito del rilascio delle soluzioni di connessione o nei casi di decadenza dei titoli autorizzativi o abilitativi;

- il comma 2 reca una disposizione transitoria, mediante la quale viene data a Terna la possibilità di rilasciare soluzioni di connessione che afferiscono a un determinato punto di connessione alla rete elettrica di trasmissione nazionale anche in eccesso alla capacità massima accoglibile nel medesimo punto di connessione, nel periodo che va dall’entrata in vigore della norma e fino all’adozione delle nuove regole poste da ARERA (qualora il processo di *permitting* non dovesse proseguire, tali soluzioni rimarrebbero indicative e non vincolati; eventualmente, il soggetto interessato potrà sempre partecipare alle cosiddette *open season*, nell’ambito delle quali, a valle delle assegnazioni, Terna potrà comunque scegliere/confermare tali soluzioni sulla base di criteri di efficienza localizzativa). Lo scopo di tale norma è quello di non bloccare il processo di *permitting* delle FER nelle more del cambio di paradigma, evitando il ricorso da parte dei gestori all’attuale prassi dei tavoli tecnici che, come ben noto, rappresentano un notevole danno allo sviluppo delle FER e delle reti, producendo spesso una sovrappianificazione da parte dei gestori, oltre che costi di sistema sia per gestori che per gli operatori. Da ultimo si segnala che, senza tale norma, l’adozione del tavolo tecnico sarebbe solo un affaticamento istruttorio per gestori ed operatori, in considerazione del fatto che, con l’entrata in vigore della nuova regolamentazione ARERA, decadrebbero tutte le connessioni presenti nei tavoli;

- al comma 3 è prevista la perdita di efficacia di tutte le STMG rilasciate alla data di adozione dei provvedimenti del regolatore e riferite a impianti non autorizzati o che non abbiano ancora ricevuto la validazione tecnica (cioè, il parere di conformità tecnica, altrimenti detto “benestare”) da parte di Terna. Per tali progetti resta ovviamente la facoltà di partecipare alle procedure di *open season* di cui al comma 1. A ogni modo, per bilanciare l’esigenza di far fronte al problema della “saturazione” con le esigenze proprie del sistema elettrico nel suo complesso, il comma in menzione prevede altresì che ARERA, con i medesimi provvedimenti di cui s’è detto sopra, disciplini apposite modalità di restituzione e/o di rimodulazione dei corrispettivi di connessione già versati dagli operatori titolari delle soluzioni di connessione decadute. Terna avrà l’onere di comunicare ai soggetti e alle autorità competenti interessati la perdita di efficacia delle STMG di cui sopra;

- il comma 4, considerata l'importanza che il vaglio di compatibilità ambientale assume ai fini della concreta realizzabilità di un determinato progetto, prevede che il gestore della rete elettrica di trasmissione nazionale nell'ambito delle proprie attività di pianificazione territoriale e nelle procedure di open season, tenga conto delle soluzioni di connessione relative a progetti di impianti da fonti rinnovabili o da accumuli che abbiano ottenuto, alla data di pubblicazione dei provvedimenti di cui al comma 1, un provvedimento di esenzione dalla VIA o un provvedimento favorevole di valutazione dell'impatto ambientale o un parere positivo di compatibilità ambientale, a condizione che i progetti medesimi siano stati sottoposti al giudizio di compatibilità ambientale completi del progetto tecnico della soluzione di connessione, comprensivo dei correlati interventi di sviluppo e potenziamento della rete elettrica di trasmissione nazionale;

- il comma 5 precisa che, in tutti i casi, e anche nel caso di soluzioni di connessione che, per effetto del comma 3, restano comunque salve (e, dunque, non perdono efficacia), il gestore del sistema di trasmissione nazionale assegna definitivamente la capacità di rete esclusivamente per progetti abilitati o autorizzati;

- il comma 4 reca disposizioni volte ad assicurare che, nelle more del rilascio delle soluzioni di connessione secondo le nuove procedure di "open season", la perdita di efficacia ai sensi del comma 3 non metta nel nulla gli approdi a cui siano già pervenuti eventuali procedimenti amministrativi, ivi compresi quelli di valutazione ambientale, in corso alla data di pubblicazione dei provvedimenti di ARERA di cui al comma 1. In tal senso, si prevede anzitutto che la perdita di efficacia non è causa né di archiviazione né di rigetto di istanze già presentate; in secondo luogo, si prevede che i termini dei procedimenti abilitativi o autorizzatori, ivi compresi quelli di valutazione ambientale, relativi a interventi interessati dalla perdita di efficacia ai sensi del comma 3 e già in corso alla data di pubblicazione dei provvedimenti di ARERA di cui al comma 1, riprendono a decorrere dall'eventuale presentazione, da parte del soggetto proponente, della documentazione relativa alla nuova soluzione di connessione. Restano salve le attività istruttorie già compiute in relazione agli aspetti non riguardanti la soluzione di connessione. Infine, ARERA è chiamata ad assicurare, mediante i provvedimenti di cui al comma 1, che le procedure di "open season" tengano dell'esigenza di una celere acquisizione della nuova soluzione di connessione al fine di garantire, al soggetto proponente, una quanto più tempestiva presentazione delle stesse alle amministrazioni competenti per i suddetti procedimenti amministrativi;

- il comma 7 prevede che il soggetto proponente presenti l'istanza di PAS o di autorizzazione ai sensi, rispettivamente, degli articoli 8 o 9 entro novanta giorni dalla data di accettazione della nuova soluzione di connessione, a pena di decadenza di quest'ultima. Il comma in menzione stabilisce, inoltre, che al ricorrere delle ipotesi di decadenza di cui agli articoli 8, comma 11, e 9, comma 11, del decreto legislativo n. 190 del 2024, si dispone la perdita di efficacia delle STMG. Il medesimo comma chiarisce, altresì, che, ai fini di cui all'articolo 8, comma 11, (il quale stabilisce che il titolo abilitativo decade in caso di mancato avvio della realizzazione degli interventi entro un anno dal perfezionamento della procedura abilitativa semplificata (PAS) e di mancata conclusione dei lavori entro tre anni dall'avvio della realizzazione degli interventi e che la realizzazione della parte non ultimata dell'intervento è subordinata a nuova PAS), la realizzazione della parte non ultimata dell'intervento è subordinata a nuova richiesta di rilascio della soluzione di connessione;

- ai commi 8, 9 e 10 si prevede che la progettazione e l'autorizzazione delle stazioni e delle opere di rete relative alle nuove soluzioni tecniche di connessione e assegnate in *Open season* sia curata dal

Gestore del sistema di trasmissione nazionale in luogo dei richiedenti la connessione (cosiddetto capofila del tavolo tecnico), il quale presenta apposita istanza di autorizzazione unica, di cui all'articolo 1-*sexies*, commi 1, 2, 3, 4, 4-*bis*, 4-*bis*.1 e 4-*bis*.2, del decreto-legge n. 239 del 2003; sono inoltre previste disposizioni di semplificazione dei procedimenti di autorizzazione e realizzazione delle relative opere RTN. In particolare, ai commi 8 e 9, viene definito un procedimento autorizzativo semplificato/accelerato rispetto a quanto previsto attualmente dal D.L. n. 239/03 che prevede, nel caso di disponibilità delle aree interessate e di assenza di vincoli, di poter fruire della DIA per la realizzazione delle nuove stazioni e dei relativi raccordi alla RTN. Tale opzione, comportando evidenti convenienze sia per il proponente che per il gestore, potrà favorire la convergenza di interessi e la condivisione di risorse, rappresentate, in particolare, dalle aree sulla quali collocare in nuovi impianti che potranno essere ricavate, ad esempio, nell'ambito delle superfici già nella disponibilità dei proponenti. Il comma 11, infine, prevede che il gestore del sistema di trasmissione nazionale alleggi alla denuncia di inizio attività una dichiarazione attestante la legittimità disponibilità della superficie su cui realizzare l'intervento.

- alle lettere *c)*, *d)*, *e)* ed *f)* vengono apportate modifiche di coordinamento nel decreto legislativo n. 190 del 2024, a seguito dell'entrata in vigore del decreto legislativo 26 novembre 2025, n. 178 (cd. Correttivo al Testo Unico) e delle recenti modifiche apportate dal D.L. 21 novembre 2025, n. 175.

Il decreto legislativo 26 novembre 2025, n. 178 ha previsto l'inserimento all'articolo 4 del decreto legislativo n. 190 del 2024 delle definizioni di opere connesse e infrastrutture indispensabili (lettere *f-quater* e *f-quinqies*), ed ha ricompreso le stesse nell'ambito oggettivo del decreto con le modifiche apportate al comma 1 dell'articolo 1 del medesimo d. lgs. n. 190 del 2024. Pertanto, le opere connesse e le infrastrutture indispensabili costituiscono oggetto della disciplina e dei relativi regimi amministrativi applicabili in base alle diverse tipologie di intervento riportate negli allegati A, B e C. Per quanto appena rappresentato si rende necessario sopprimere la relativa terminologia dagli allegati, risalenti alla prima approvazione del TUFER.

In pratica ai sensi della nuova disciplina, nel caso di impianti collegati alla rete di distribuzione, saranno oggetto di attività libera, PAS o AU tutti gli interventi per la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, ivi compresi quelli di accumulo e gli elettrolizzatori, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale degli stessi impianti, nonché per le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dei medesimi impianti. L'unica eccezione prevista dal d.lgs. n. 190/2024, per come modificato dall'articolo in commento, è prevista per le opere RTN di sviluppo e potenziamento della rete di trasmissione nazionale relativi a impianti da fonti rinnovabili o da accumuli, che ai sensi dei commi 8 e 10 dell'articolo 10-bis del d. lgs. 190 del 2024, saranno in capo a Terna e autorizzate dal MASE ai sensi del dl 239/2003.

Il **comma 4** prevede che con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, da emanarsi entro il 30 aprile di ciascun anno, sono determinati gli indirizzi in materia di sviluppo territoriale, industriale e di tutela energetica di famiglie e imprese a cui devono orientarsi le autorità competenti nelle determinazioni di indirizzo e di valutazione in merito allo sviluppo delle infrastrutture energetiche.

L'**articolo 8** (*Procedimento unico per il rilascio delle autorizzazioni ai progetti di centri dati*) introduce significative semplificazioni per il rilascio delle autorizzazioni per la realizzazione di Centri-Dati o Data-Center.

Per data center (DC), o centro di elaborazione dati, si intende il complesso costituito dalla struttura fisica e dall'infrastruttura tecnologica per la progettazione, la produzione, lo sviluppo e l'implementazione di applicazioni e di servizi informatici nonché per l'archiviazione, l'elaborazione, il trattamento e la gestione dei dati associati a tali applicazioni e servizi.

I data center possono essere classificati in base alle dimensioni e al consumo energetico in:

- Hyperscale: oltre 9000mq >100MW
- Medio: 2000-9000mq >5MW
- Edge: 400-1800mq <5MW

Quanto alla tipologia, i data-center sono distinti dal regolamento delegato (UE) 2024/1364 della Commissione come segue:

- «centro dati aziendale»: centro dati gestito da un'azienda, il cui unico scopo è soddisfare e gestire le esigenze dell'azienda stessa in termini di tecnologie dell'informazione;
- «centro dati in co-ubicazione»: centro dati in cui uno o più clienti installano e gestiscono la propria o le proprie reti, i propri *server* e i propri servizi e apparecchiature di archiviazione;
- «centro dati in *co-hosting*»: centro dati in cui uno o più clienti hanno accesso alla rete o alle reti, ai *server* e alle apparecchiature di archiviazione di cui si avvalgono per i propri servizi e applicazioni, e in cui il gestore del centro dati fornisce come servizio sia le apparecchiature informatiche che l'infrastruttura di sostegno nell'edificio;
- parco o *campus* di centri dati è una struttura che ospita più centri dati.

I DC rappresentano snodi essenziali per la transizione digitale del Paese e devono essere realizzati in tempi brevi per garantire l'immagazzinamento sicuro di dati e scongiurare l'obsolescenza tecnologica dei progetti presentati o in fase di presentazione.

In Italia esistono attualmente 160 DC la cui domanda energetica si attesta intorno ai 30 GW di potenza con più del 70% della richiesta concentrata tra Lombardia e Piemonte ma in netta crescita in altre Regioni, come Lazio e Puglia. Occorre garantire una distribuzione omogenea dei DC sul territorio che interessi anche le regioni del Sud.

Al fine di accelerare le procedure amministrative di rilascio di tutte le autorizzazioni volte a garantire l'operatività dei DC, con il presente intervento normativo viene introdotto un procedimento unico per il rilascio delle autorizzazioni per la realizzazione e l'ampliamento degli stessi, in linea con la normativa eurounitaria e con gli indirizzi in tema di sviluppo delle tecnologie digitali in un'ottica di competitività. Questo approccio mira a garantire una gestione più efficiente e coordinata delle pratiche autorizzative, assicurando al contempo il rispetto degli *standard* ambientali e di sicurezza.

Il **comma 1** stabilisce che l'autorizzazione per i DC e delle relative reti di connessione di utenza al sistema elettrico nazionale, di qualunque tensione nominale esse siano (quindi elettrodotti di tensione nominale fino a 380 kV compreso), è rilasciata, all'interno di un procedimento unico, dall'autorità competente per l'autorizzazione integrata ambientale, ovvero sino a 300 MW la regione (o la provincia), al di sopra di tale soglia il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, fornendo

un unico punto di riferimento per il proponente sia per l'impianto sia per le opere di connessione di tale impianto alla rete.

Il **comma 2** stabilisce che la funzione di autorità competente non può essere delegata a enti sub provinciali, garantendo così una supervisione centralizzata e competente nel rispetto delle normative ambientali ed evitando che questa tipologia di procedimenti gravino sui comuni, che possono avere difficoltà strutturali e tecniche e carenza di professionalità ambientali adeguate.

Inoltre, tale assetto di competenze assicura un puntuale e corretto monitoraggio quanto al rispetto degli obblighi di pubblicità dei DC con una domanda di potenza di tecnologia dell'informazione (IT) installata pari ad almeno 500 kW. Detti obblighi, sono stabiliti dall'articolo 16 del decreto-legge 16 settembre 2024, n. 131, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 novembre 2024, n. 166, il quale prevede che detti gestori dei centri dati debbano rendere pubbliche le seguenti informazioni: a) denominazione del centro dati, nome e cognome del titolare e dei gestori del centro dati, data di entrata in funzione e comune in cui è ubicato il centro dati; b) superficie coperta del centro dati, potenza installata, traffico dati annuale in entrata e in uscita, quantità di dati conservati e trattati nel centro dati; c) prestazione del centro dati nell'ultimo anno civile completo secondo gli indicatori chiave di prestazione di cui al regolamento delegato (UE) 2024/1364 della Commissione.

Il **comma 3** stabilisce che il proponente deve presentare un'istanza completa di tutta la documentazione necessaria al rilascio dei permessi, delle autorizzazioni, delle intese e dei concerti previsti dalle normative settoriali. Questo approccio integrato facilita la valutazione complessiva del progetto all'interno del procedimento unico.

Il **comma 4** stabilisce che il procedimento si concluda entro dieci mesi dalla verifica della completezza della documentazione, con termini dimezzati (fatta eccezione ovviamente per le osservazioni del pubblico, incompressibili al di sotto dei 30 giorni) per le valutazioni di impatto ambientale. Tale tempistica è non prorogabile, eccetto in casi eccezionali e comunque per un massimo di novanta giorni, in ragione della natura, della complessità del progetto, dell'ubicazione ovvero della portata del progetto.

Il **comma 5** stabilisce che l'autorizzazione è rilasciata dopo una conferenza di servizi ai sensi dell'articolo 14-bis della legge n. 241 del 1990 quale modulo amministrativo idoneo a garantire il coinvolgimento di tutte le amministrazioni competenti per il rilascio delle autorizzazioni necessarie all'esercizio dei data-center, nell'ambito del quale, in particolare, viene acquisita anche la verifica di assoggettabilità a VIA, di competenza statale, prevista per gli impianti sopra i 50 MW termici (o 25 nel caso di dimezzamento della soglia) o la VIA, sempre statale, prevista per impianti sopra i 150 MW termici.

Il **comma 6** prevede che nel caso in cui la verifica di assoggettabilità a cui è sottoposto l'impianto si concluda con l'assoggettamento a VIA, la relativa istanza deve essere presentata entro un termine di novanta giorni. Trascorso questo periodo, l'istanza di autorizzazione unica è considerata rinunciata, incentivando la rapidità nella preparazione della documentazione e scoraggiando iniziative di investimento poco robuste sotto il profilo tecnico e/o finanziario.

Il **comma 7** chiarisce che per i progetti dichiarati di interesse strategico nazionale, l'autorizzazione seguirà le procedure accelerate, per la suddetta tipologia di progetti, già stabilite con l'articolo 13 del decreto-legge 10 agosto 2023 n. 104, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 ottobre 2023 n. 136.

Il **comma 8** reca una disposizione volta a prevedere che, nel caso di progetti di DC che abbiano già ottenuto, alla data di entrata in vigore del presente decreto-legge, i titoli abilitati necessari alla realizzazione del progetto medesimo e che necessitino di connessione di utenza con tensione superiore a 220 kV, questi possano richiedere l'autorizzazione alla realizzazione delle opere di connessione medesima alla regione territorialmente competente. Qualora le opere di connessione alla rete ricadano sul territorio di più regioni, l'autorità competente al rilascio dell'autorizzazione delle medesime opere di connessione è la regione sul cui territorio insiste la maggior porzione delle opere di connessione da realizzare. Il comma 8 accoglie una nozione ampia di "titoli abilitativi", comprensivi dei provvedimenti ambientali adottati ai sensi della parte seconda del decreto legislativo n. 152 del 2006, dall'autorità ivi individuata come competente. Ne deriva che in assenza dei provvedimenti ambientali rilasciati ai sensi delle pertinenti disposizioni del decreto legislativo n. 152 del 2006, i titoli abilitativi alla realizzazione del progetto di centri dati non possono dirsi tutti conseguiti e il comma 8, pertanto, non trova applicazione.

Il **comma 9** stabilisce che dall'attuazione dell'articolo in esame non devono derivare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, richiedendo alle amministrazioni di utilizzare le risorse umane, strumentali e finanziarie già disponibili per l'attuazione della norma.

Capo II

Misure urgenti in materia di gas

L'**articolo 9** (*Misure urgenti per l'abbattimento del prezzo della bolletta del gas delle imprese*) prevede al **comma 1** la valorizzazione a mercato del gas stoccato dal GSE ai sensi dell'articolo 5-bis del decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50, e pari a 1 miliardo di smc. Entro il 30 settembre 2026, le risorse incassate dalla vendita sono versate dal GSE alla Cassa per i servizi energetici e ambientali ai sensi dell'articolo 5-bis, comma 4, ultimo periodo del medesimo decreto-legge n. 50 del 2022 per le finalità di cui al comma 3 del presente articolo. Ipotizzando in via cautelativa un costo del gas pari a 29 euro/MWh, si stima un incasso da tale vendita pari a 290 milioni di euro.

Si specifica che l'atto di indirizzo disporrà la vendita del gas che sarà reso disponibile per l'erogazione nel prossimo inverno, pertanto le stime effettuate sono cautelative, e non si hanno dalla vendita criticità in termini di riempimento degli stoccaggi.

Il **comma 2** dispone la valorizzazione a mercato del gas stoccato da parte dell'impresa maggiore di trasporto di gas naturale, ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto del Ministro della transizione ecologica 22 giugno 2022, pubblicato nel Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse n. 6 del 30 giugno 2022. I volumi di tale gas sono pari a 1,1 miliardi di smc. Le risorse rinvenienti da tale vendita sono versate entro il 30 settembre 2026 alla Cassa per i servizi energetici e ambientali, al netto delle risorse necessarie all'operatività del servizio di liquidità, nei limiti e con le modalità di cui all'articolo 10, comma 2, del presente decreto.

Ipotizzando sempre in via cautelativa un costo del gas pari a 29 euro/MWh, si stima un incasso da tale vendita pari a 319 milioni di euro. Quota parte di tale incasso, per un tetto massimo di spesa di 200 milioni, è utilizzato a copertura degli eventuali oneri che potrebbero essere generati dall'attuazione del meccanismo di cui all'articolo 10 del presente decreto.

Il **comma 3** prevede che i proventi derivanti dai commi 1 e 2 versati alla CSEA siano destinati, con uno o più provvedimenti di ARERA, da adottare entro il 31 marzo 2026, all'abbattimento degli oneri

e delle ulteriori componenti tariffarie di trasporto e distribuzione gas, per il periodo che intercorre tra il 1° aprile 2026 e il 31 dicembre 2026, per i clienti finali direttamente connessi alla rete di trasporto, per i clienti finali gasivori connessi alla rete di distribuzione nonché per gli altri clienti finali limitatamente ai consumi superiori a 80.000 smc/anno, con esclusione dei volumi di gas utilizzati dai produttori termoelettrici per la produzione di energia elettrica immessa in rete, e con l'esclusione dei clienti civili e dei condomini.

L'intensità dell'aiuto sarà differenziata tra le classi tariffarie e gli scaglioni di consumo e sarà maggiore per i soggetti (come le PMI) che non beneficiano a legislazione vigente di sconti tariffari attribuiti ai soggetti rientranti nell'elenco gasivori. A titolo esemplificativo, sulla base delle stime, e nell'ipotesi di una somma complessiva pari a 410 milioni di euro, un'impresa non già beneficiaria di sconti, potrà ottenere una riduzione media degli oneri in bolletta fino a 4,0 c€/smc.

Con riguardo all'**articolo 10** (*Misure volte a promuovere la concorrenza e l'integrazione dei mercati all'ingrosso del gas*) si rappresenta che il mercato all'ingrosso del gas naturale italiano – che prevede la cessione del gas negoziato al c.d. Punto di Scambio Virtuale (o PSV) – ha storicamente presentato prezzi più elevati di quelli determinati nei mercati del nord Europa e, in particolare, di quelli che caratterizzano gli scambi sul mercato olandese del *Title Transfer Facility* (TTF). Questo differenziale – penalizzante per il mercato italiano – trova ragione nelle modalità con cui, ad oggi, la normativa euro-unitaria relativa al gas naturale prevede che, diversamente da quella adottata nel settore dell'energia elettrica, vengano coperti i costi fissi delle infrastrutture di trasporto. In particolare, questa normativa prevede, di fatto, che vengano applicati corrispettivi al gas che entra e che esce da un sistema (corrispettivi di *entry* e di *exit*) anche se – come nel caso di specie – il trasporto del gas non causi costi incrementali (se non di minima entità), né vi siano problemi di disponibilità di capacità di trasporto.

La metodologia utilizzata per la copertura dei costi delle infrastrutture di trasporto gas causa, quindi, il c.d. effetto *pancaking*; per cui il costo del gas naturale aumenta, anche significativamente, più sistemi sono attraversati; con effetti di significativa inefficienza produttiva e allocativa oltre che bloccando di fatto la piena integrazione del mercato gas europeo.

La gravità dell'effetto *pancaking* per il mercato italiano è tanto maggiore in quanto, per soddisfare la domanda di gas italiana, è necessario importare dal nord Europa quantità marginali di gas, che – essendo il gas naturale all'ingrosso una *commodity* – finiscono per determinare il prezzo di mercato per tutte le quantità importate/negoziate in Italia.

Per promuovere la concorrenza nel mercato del gas naturale all'ingrosso e la piena integrazione del mercato nazionale in quello europeo, la presente disposizione prevede al **comma 1**, nell'attesa di individuare soluzioni strutturali che risolvano il problema del *pancaking*, adottando una regolamentazione analoga a quella prevista nel settore elettrico, che ARERA introduca uno specifico servizio “di liquidità” che preveda l'offerta sul mercato italiano, a prezzi prossimi a quelli del TTF, di quantità di gas naturale sufficienti a soddisfare il fabbisogno non copribile ragionevolmente dalle importazioni più competitive via LNG e via gasdotti da sud. Anche in ragione dei limiti di spesa previsti per l'erogazione dei premi di cui al comma 1, lettera a), numero 1), si prevede che il gas debba essere offerto in apposite sessioni ad asta, assicurando così a favore del sistema le eventuali

differenze positive tra il prezzo di mercato al PSV e il prezzo (prossimo a quello al TTF) cui gli operatori selezionati sono tenuti ad offrire il gas.

Il **comma 2** prevede che ARERA provveda alla definizione del servizio di liquidità di cui al comma 1 a valere sulle risorse di cui all'articolo 9, comma 2 e, comunque, nel limite massimo di spesa di 200 milioni di euro. Il meccanismo non ha carattere strutturale, l'operatività è limitata all'esaurimento delle risorse previste a copertura. Per garantire il rispetto del limite di spesa si prevede che ARERA, nella definizione del servizio, limiti sia per volumi che per durata gli impegni approvvigionati così da prevedere un importo dei premi di cui al comma 1, lettera a), numero 1) non superiore alle predette risorse.

Nel caso in cui si verifichi l'obbligo, in capo agli operatori selezionati, di riconoscere, in favore dell'impresa maggiore di trasporto di gas naturale italiana, gli eventuali ricavi dalla vendita del gas ed eccedenti il valore del TTF, tali introiti sono destinati alla riduzione degli oneri di trasporto gas.

Il **comma 3**, infine, stabilisce che entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'ARERA presenti al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica una proposta per la piena integrazione dei mercati del gas naturale italiano e tedesco attraverso le infrastrutture di trasporto in territorio svizzero; ciò al fine di garantire la possibilità, per il Governo, di valutare la promozione di azioni finalizzate a superare le distorsioni di mercato connesse al cumularsi dei costi di trasporto che gli operatori del settore sono tenuti a sostenere per l'uso delle infrastrutture che collegano i sistemi energetici di Italia, Germania e Svizzera.

L'articolo 11 (*Disposizioni urgenti per la competitività delle imprese e la decarbonizzazione delle industrie*), **al comma 1**, apporta modifiche urgenti all'articolo 16 decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 aprile 2022, n. 34. Le modifiche alla normativa vigente in materia di rilascio dei titoli minerari e di ottimizzazione dei processi autorizzativi per la produzione di gas, con particolare riferimento al meccanismo di approvvigionamento di lungo termine (cosiddetto di "gas release"), mirano a snellire le procedure e a garantire l'efficacia delle misure incentivanti, in un'ottica di semplificazione amministrativa e di supporto agli obiettivi strategici nazionali.

In particolare, il comma 5 è stato integrato con l'introduzione di un parametro temporale specifico da prendere a riferimento per la determinazione del quantitativo di gas che i partecipanti alla procedura devono offrire. Tale parametro stabilisce che il volume di gas da offrire deve corrispondere ai volumi di produzione medi annui attesi, calcolati sui primi cinque anni del profilo della produzione stimata dall'operatore. Questa modifica mira a definire in modo più preciso l'ambito di calcolo, garantendo la coerenza della normativa con la durata contrattuale prevista.

Il comma 5 del testo è stato, inoltre, modificato mediante la soppressione della disposizione che individuava il punto di cessione del gas prodotto nell'ambito della *gas release* esclusivamente nel sistema gestito da GME S.p.A. Questa modifica è volta a rendere il meccanismo della *gas release* maggiormente coerente con la sua natura finanziaria; essendo la stessa un meccanismo di anticipazione virtuale, l'obbligo di una cessione "fisica" del gas incrementale risultava essere una previsione non allineata con la natura intrinseca di tale operazione. L'eliminazione di tale vincolo offre inoltre agli operatori che partecipano al mercato della *gas release* una maggiore flessibilità nella valutazione delle opzioni al momento dell'offerta dei diritti. Gli operatori potranno ora considerare

alternative alla cessione tramite GME S.p.A., come la cessione bilaterale o l'utilizzo di altre piattaforme di mercato (ad esempio, ICE) o altri indici di mercato.

Il comma 5, come modificato, introduce una disposizione volta a chiarire i termini di decorrenza della disponibilità del quantitativo di diritti sul gas messi a disposizione per cinque anni dai produttori al GSE. In sintesi, la modifica elimina un meccanismo complesso e differito, sostituendolo con una decorrenza immediata. La nuova formulazione accelera il processo, garantendo che il GSE possa iniziare a usufruire del quantitativo di diritti sul gas immediatamente dalla firma del contratto dello stesso con i produttori, senza dover attendere date specifiche o scadenze posticipate legate alla data di stipula. In sostanza, si passa da un'attivazione potenziale ritardata, precedentemente prevista, a una istantanea (dalla stipula del contratto con i produttori).

La modifica proposta relativa all'inserimento del comma 5-*bis*, chiarisce che, in presenza di più soggetti contitolari della medesima concessione di coltivazione di gas naturale (sia essa esistente o di prossima assegnazione), ciascun contitolare ha la facoltà di partecipare alle procedure del meccanismo di “*gas release*” anche singolarmente. L'intento è quello di favorire la partecipazione al meccanismo di *gas release* anche di contitolari di concessioni con quote minoritarie all'interno della compagine del titolo. Ciò consentirà loro di incentivare l'offerta di quantitativi incrementali di gas, con costi di produzione proporzionati alla propria capacità. Tale disposizione risponde all'esigenza di promuovere la più ampia adesione possibile alla misura da parte di tutti gli operatori del settore.

Il comma 6 è stato ridefinito per chiarire il funzionamento e la portata del procedimento amministrativo unico finalizzato al rilascio dei titoli minerari, alla modifica dei programmi di lavoro già approvati e all'ottenimento delle autorizzazioni necessarie alla realizzazione delle opere funzionali a garantire la produzione incrementale nell'ambito del meccanismo di approvvigionamento. Considerata la complessità del procedimento, che include la partecipazione di numerose amministrazioni centrali e locali, l'acquisizione del parere della CIRM (Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie), la procedura di Valutazione d'Impatto Ambientale (VIA) e l'intesa regionale, è stato ridefinito il termine massimo di conclusione del procedimento unico in sei mesi. Questa estensione si è resa necessaria in quanto il precedente termine di tre mesi risultava insufficiente, anche considerando i termini ridotti previsti per la procedura VIA dalla Commissione PNRR. Il procedimento unico si svolge nel rispetto dei principi di semplificazione e secondo le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241, attraverso la convocazione di un'apposita conferenza dei servizi. Nell'ambito di tale Conferenza viene acquisita, ove prevista, l'intesa regionale per i programmi di produzione e/o le opere su terraferma.

È stato altresì specificato che il procedimento unico, volto a una più rapida e completa attuazione della procedura di “*gas release*”, si applica anche alle proroghe delle concessioni esistenti. Tale applicabilità è esplicitamente circoscritta alle concessioni che riprendano o aumentino la produzione interamente a servizio della “*gas release*”, e le proroghe sono rilasciate in coerenza con l'ordinamento previgente (ai sensi del combinato disposto dell'articolo 29 della Legge 21 luglio 1967, n. 613, dell'articolo 9, commi 3 e 8, della Legge 9 gennaio 1991, n. 9, dell'articolo 13, comma 4, del Decreto Legislativo 25 novembre 1996, n. 625, e dell'articolo 2, comma 3, del Decreto-Legge 17 ottobre 2024, n. 153, convertito con modificazioni dalla Legge 13 dicembre 2024, n. 191).

È stato altresì specificato che, nell'ambito del procedimento unico, l'eventuale valutazione dell'impatto ambientale è svolta congiuntamente per l'insieme di più progetti afferenti a una medesima concessione, necessari all'attuazione dei programmi di produzione di gas di cui all'art. 16

del D.L. 17/2022. In tale contesto, si terrà conto anche delle eventuali risultanze di precedenti giudizi di compatibilità ambientale relativi a progetti di ricerca o coltivazione di idrocarburi insistenti sulla stessa area.

Al fine di ottimizzare l'efficacia dell'attività amministrativa correlata al funzionamento del “gas release” e incentivarne il buon esito per la realizzazione degli scopi istituzionali della misura, il comma 6 specifica che l'efficacia degli atti amministrativi è condizionata alla stipula dei contratti con i produttori upstream (ai sensi del comma 10, lettera a)). Viene inoltre precisato che l'eventuale mancata sottoscrizione dei contratti tra il GSE e i clienti finali (ai sensi del comma 10, lettera b) non costituisce causa di risoluzione dei contratti stipulati tra i produttori e il GSE. Conseguentemente, il GSE dovrà comunque provvedere all'allocazione dei diritti offerti di gas incrementale. Il nuovo comma 6 introduce anche un meccanismo di flessibilità e continuità operativa nella gestione dei contratti di vendita stipulati dal GSE con i clienti finali per la fornitura di tale gas stabilendo che, in caso di fallimento della stipula o di risoluzione anticipata di un contratto tra il GSE e un cliente finale, il GSE conserva il diritto di avviare una procedura di subentro. Questo meccanismo assicura che gli obiettivi di assegnazione del gas nazionale acquisito dal GSE per i clienti energivori, non vengano compromessi da singole defezioni.

Al comma 8, laddove disciplina la procedura di allocazione gestita dal GME, è stato precisato alla lettera b) che il prezzo di offerta dei diritti di allocazione del gas incrementale è costituito dal costo asseverato della produzione di cui al comma 7, comprensivo dell'ammontare delle aliquote di coltivazione di cui all'art. 19 del decreto legislativo 25 novembre 1996 n. 625 (*royalties*), riferite alle produzioni incrementali di gas oggetto di contratto ai sensi del comma 10 dell'art. 16 D.L. 17/2022. Tale modifica è stata conseguentemente riportata, per la parte necessaria, anche al comma 5, lettera b), al comma 8, lettera d), e al comma 10.

Al comma 9 sono state apportate modifiche volte a chiarire che la differenza tra i proventi di aggiudicazione e il relativo costo riconosciuto dal Gruppo GSE è destinata alla riduzione delle tariffe per il servizio di trasporto e distribuzione a favore dei clienti finali assegnatari dei diritti nella procedura in parola. L'entità di tale riduzione tariffaria è determinata pro quota tra i clienti, in ragione delle quantità di diritti loro assegnate.

Al comma 12 sono state introdotte modifiche normative integrative per disciplinare in maniera più stringente il trasferimento dei benefici derivanti dai contratti stipulati in forma aggregata tra il Gruppo GSE e i clienti finali (ai sensi del comma 10, lettera b). L'intervento stabilisce che gli effetti economici positivi di tali contratti debbano essere totalmente trasferiti ai singoli clienti finali aggregati. A tal fine, viene introdotta una specifica clausola che circoscrive l'unica eccezione ammissibile al recupero dei soli costi operativi riconosciuti per l'espletamento del servizio di aggregazione. Questa integrazione ha l'obiettivo di rafforzare significativamente la trasparenza economica dell'intera misura e la tutela sostanziale del cliente finale, prevenendo che i soggetti aggregatori possano indebitamente trattenere o ridurre i benefici e garantendo che le finalità di agevolazione della norma si realizzino pienamente.

La modifica al comma 13 comporta una revisione del sistema di gestione del rischio finanziario: essa elimina l'autorizzazione al GSE di rilasciare garanzie a beneficio dei produttori upstream, rimuovendo così un potenziale rischio passivo a carico del Gestore. Contemporaneamente, rende l'acquisizione della garanzia dai clienti finali oggettiva e trasparente, definendo che essa sia calcolata in base a volumi, al differenziale di prezzo di mercato su base mensile e alla durata residua del

contratto. Infine, si impone che l'intera attuazione del meccanismo avvenga senza alcun aggravio sugli utenti del sistema gas, garantendo la neutralità finanziaria per l'utente finale.

Tutte le predette modifiche mirano a consolidare un quadro normativo più chiaro ed efficiente, supportando gli investimenti e le attività necessarie per garantire la sicurezza energetica del Paese.

L'articolo 11, al **comma 2**, introduce delle modifiche all'articolo 5-bis del decreto-legge 15 maggio 2024, n. 63, convertito con legge 12 luglio 2024, n. 101, recante misure urgenti per garantire la continuità produttiva agli impianti di biogas e biometano alimentati con biomasse agricole. Tale articolo 5-bis chiarisce, ai fini dell'annullamento della garanzie di origine, quale sia il perimetro di applicazione della definizione di "biometano autoconsumato", intendendo per tale non solo il consumo diretto di biometano effettuato nell'ambito del medesimo sito di produzione da parte di un cliente finale anche per il tramite di un produttore terzo, ma anche il consumo da parte dei clienti finali negli usi difficili da decarbonizzare, in altro sito, purché il produttore sia soggetto alle istruzioni del cliente medesimo sulla base di un accordo di compravendita del biometano prodotto che preveda un prezzo medio mensile nullo delle garanzie d'origine e che consenta un beneficio analogo a quello che deriverebbe dall'applicazione delle predette disposizioni relative al regime di autoconsumo in sito.

La modifica introdotta all'articolo 5-bis citato dal numero 1) della lettera a) del comma 2 dell'articolo in esame dispone che la disposizione di cui all'articolo 5-bis, comma 2, del dl n. 63 del 2024 operi per i clienti finali negli usi difficili da decarbonizzare anche in forma aggregata.

La modifica introdotta con il numero 2) della lettera a) del comma 2 ha l'intento di evitare che i produttori di biometano trasolino il costo delle garanzie di origine al settore *hard to abate*, eludendo il disposto della norma di cui all'articolo 5-bis del decreto-legge 15 maggio 2024, n. 63. Secondo tale disposizione, i produttori devono trasferire le garanzie di origine ai *soggetti hard to abate* a prezzo nullo, dovendo ricevere il controvalore delle stesse da parte del GSE sulla base di quanto disposto dal medesimo articolo 5-bis e dal relativo meccanismo di incentivazione. Pertanto, la novella legislativa precisa che, fatto salvo il riconoscimento dei corrispettivi per la gestione operativa del contratto, non è consentito, in ogni caso, la traslazione, anche indiretta, del valore delle garanzie d'origine sulle altre voci di costo del contratto.

Le modifiche apportate dal comma 2, lettera b), prevedono, con l'inserimento del comma 2-bis nell'articolo 5-bis citato, che, al fine di aumentare la trasparenza dei contratti, gli operatori possano avvalersi di clausole contrattuali standard definite dall'ARERA su proposta GSE. Inoltre, è prevista un'attività di monitoraggio da parte del GSE, nell'ambito delle attività di controllo che già svolge nella gestione dei meccanismi di incentivazione, al fine di eventuali segnalazioni ad ARERA.

Il comma 2-ter introdotto nell'articolo 5-bis citato precisa, infine, che il comma 2 dell'articolo 5-bis si applichi, nel caso di consumo diretto di biometano in altro sito, agli accordi di compravendita stipulati con i *soggetti hard to abate*, aventi ad oggetto il biometano incentivato ai sensi del decreto ministeriale 15 settembre 2022, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 251 del 26 ottobre 2022, nel limite del 35% dei consumi dei singoli clienti finali difficili da decarbonizzare. Il GSE, anche attraverso le società del Gruppo, promuove ed offre servizi di aggregazione volontaria della domanda e dell'offerta di biometano.

Il **comma 3** dell'articolo 11 chiarisce l'ambito di applicazione delle disposizioni introdotte al comma 2 che riguarda i contratti sottoscritti a decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

Il **comma 4** dell'articolo 11 introduce delle disposizioni urgenti per gli investimenti nel settore del trasporto e dello stoccaggio di emissioni inquinanti. Si evidenzia che le previsioni in esso contenute si rendono necessarie, nelle more di una definizione organica della disciplina della filiera delle attività di cattura, trasporto, utilizzo e stoccaggio del biossido di carbonio (CCUS) e dell'attribuzione all'ARERA di apposite competenze regolatorie, al fine di dare pronta attuazione agli obiettivi fissati dal Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC). Appare opportuno rammentare, infatti, che il ricorso alla filiera della *carbon capture and storage* (CCS), è un obiettivo espressamente previsto nel PNIEC con lo scopo di decarbonizzazione nei settori industriali.

Occorre premettere che il ricorso alla cattura e allo stoccaggio della CO₂ è indispensabile per traguardare l'obiettivo di contenimento del riscaldamento globale. In particolare, il ricorso alla CCS è necessario in quanto consente la decarbonizzazione dei settori industriali in cui l'emissione di CO₂ è parte inevitabile del processo produttivo (c.d. *hard to abate*), come riconosciuto anche dall'*International Energy Agency*. La cattura della CO₂ consente la decarbonizzazione dei settori industriali non elettrificabili e, in particolare, quella dei processi industriali che generano emissioni non legate alla combustione, ma tipiche del processo produttivo stesso, non altrimenti evitabili.

Considerato che l'attuale quadro legislativo nazionale presenta delle lacune normativo-regolatorie per le quali è in via di approvazione una legge delega volta a delineare un quadro normativo organico finalizzato a porre le basi per l'avvio e lo sviluppo dell'intera filiera nazionale della CCS, con l'intervento normativo *de quo*, si attribuisce, sin da subito, ad ARERA il compito di definire un quadro preliminare di principi e criteri per l'accesso alla rete di trasporto e ai siti di stoccaggio nonché per la contabilizzazione delle emissioni di biossido di carbonio oggetto di cattura e conferimento alla rete e ai siti medesimi.

L'indifferibilità e l'urgenza della proposta normativa origina e trova fondamento nella necessità di salvaguardare le iniziative industriali coinvolte nel processo di avvio e sviluppo della filiera CCS.

Nello specifico si rappresenta che alcuni operatori hanno già presentato istanze autorizzative per la realizzazione della rete di trasporto e del sito di stoccaggio. Parallelamente, altri operatori nazionali hanno positivamente superato le fasi di selezione di bandi europei finalizzati ad assegnare fondi CEF (*Connecting Europe Facility*) (circa 50 milioni di euro) a sostegno dell'avvio delle progettualità di cattura del biossido di carbonio finalizzata allo stoccaggio geologico nel sito di Ravenna. Tali meccanismi di supporto prevedono, ai fini del riconoscimento degli incentivi, che l'avvio delle attività operative di cattura avvenga entro la fine del 2028.

L'urgenza di attribuire ad ARERA, per il tramite del presente decreto-legge, il compito di cui sopra, è rinvenibile inoltre nella necessità di consentire ad alcune imprese italiane, che hanno ottenuto l'ammissione a fondi europei, di avviare gli investimenti necessari per realizzare gli impianti cattura della CO₂. Si fa riferimento, nello specifico, all'*Innovation Fund* (IF), che rappresenta il principale strumento dell'Unione Europea di finanziamento delle tecnologie innovative a basse emissioni, inclusa la cattura di CO₂ da settori industriali "hard-to-abate". A beneficiare di tale strumento figurano tre progetti italiani interessati a stoccare nel sito di Ravenna (oggi in fase autorizzativa), che riceveranno finanziamenti al raggiungimento di *milestone* predefiniti. Di seguito una tabella riepilogativa dei progetti italiani ammessi ad IF.

Località Cattura	Settore	Operatore (Progetto)	Volume	Anno FID	Anno esercizio	IF grant	Caratteristiche peculiari progetti
Ferrara (IT)	Rifiuti	Hera (CapturEste)	0,06 Mtpa	2026	2028	24 M€	cattura parte non biogenica emissioni inceneritore, impiego solventi enzimatici innovativi, energia geotermica
Ravenna (IT)	Acciaio	Marcegaglia (AdriatiCO2)	0,12 Mtpa	2026	2028	31 M€	cattura da CHP alimentato anche a biometano e da impianto Green DRI da biochar
Brescia (IT)	Cemento	Heidelberg (DREAM)	1 Mtpa	2028	2032	-	cattura da due linee di produzioni con 2 tecnologie Ossicombustione & criogenico + Post Combustione con WH

L'eleggibilità al finanziamento è vincolata al rispetto di scadenze temporali rigide fissate dalla Commissione europea, quali:

- FEED (Front-End Engineering Design) da completare entro fine 2025;
- *permitting* ambientale e costruttivo e *Final Investment Decision* (FID) entro il 2026;
- entrata in esercizio entro la fine del 2028.

Il rispetto di tali tempistiche è soggetto a stringenti verifiche da parte del CINEA (Agenzia Europea per il Clima, le Infrastrutture e l'Ambiente), organismo cui la Commissione UE ha attribuito il ruolo di esecutore del Fondo per l'Innovazione. Il mancato rispetto delle tempistiche imposte comporterebbe la decadenza dal beneficio.

Tenuto conto che l'attuale quadro normativo in materia di CCS risulta ancora lacunoso, il provvedimento de quo consentirebbe ad ARERA di definire un quadro preliminare di principi e criteri per l'accesso alla rete di trasporto e ai siti di stoccaggio nonché per la contabilizzazione delle emissioni di biossido di carbonio oggetto di cattura e conferimento alla rete e ai siti medesimi, al fine di consentire alle imprese aggiudicatarie delle misure di incentivazione connesse all'IF di avere elementi informativi funzionali ad adottare le decisioni necessarie per consentire il rispetto dei milestones.

Il comma in esame specifica, inoltre, che l'ARERA provvede all'attuazione di quanto disciplinato con le risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente.

L'**articolo 12** disciplina l'entrata in vigore del provvedimento.

RELAZIONE TECNICA

(Articolo 17, comma 3, della legge 31 dicembre 2009, n. 196).

CAPO I

Misure urgenti in materia di energia elettrica

L'**articolo 1** (*Misure straordinarie volte a sostenere i costi di acquisto dell'energia elettrica delle famiglie*) dispone misure di breve periodo per alleviare le famiglie dai costi per la fornitura di energia elettrica.

Commi 1, 4 e 5

Il **comma 1** prevede il riconoscimento di un contributo straordinario per l'anno 2026, del valore di 115 euro per le forniture di energia elettrica dei titolari, alla data di entrata in vigore del presente decreto, del bonus sociale, istituito ai sensi dell'articolo 1, comma 375, della legge 23 dicembre 2005, n. 266.

Sulla base dei dati disponibili, la platea dei titolari del bonus alla data di entrata in vigore del presente decreto ammonta a 2,64 milioni.

Ai sensi del **comma 4**, si provvede alla copertura degli oneri derivanti dal comma 1 mediante riduzione delle autorizzazioni di spesa del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (articoli 23, comma 7, lettere *h*) e *i*), *l*) e *r*) del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47; 15, comma 1, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 e 15, comma 1, del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102) nelle quali sono confluite le entrate derivanti dai proventi Aste Co2. Tale impiego, che non pregiudica le originarie finalità per le quali le somme sono state iscritte in bilancio, è coerente con i profili della spesa già scontati nei saldi di finanza pubblica.

Il **comma 5** dispone che le risorse di cui al comma 1, non utilizzate entro la fine dell'anno 2026, sono versate all'entrata del bilancio dello Stato e restano acquisite all'erario.

Commi 2 e 3

Il **comma 2** prevede un meccanismo volontario di riconoscimento di un contributo da parte dei venditori di energia elettrica ai clienti domestici residenti con ISEE non superiore ai 25.000 euro, che non siano titolari di bonus sociale. Pertanto, il comma non comporta oneri per la finanza pubblica.

Il **comma 3** prevede che ARERA definisca le modalità di rilascio di un'attestazione ai venditori che aderiscono al meccanismo di cui al comma 2 da utilizzare anche per finalità commerciali. L'ARERA deve, inoltre, monitorare nel biennio 2026-2027, l'applicazione delle disposizioni relative al meccanismo volontario di cui al comma 2 e al rilascio delle attestazioni di cui al medesimo comma 3.

L'ARERA svolge tali attività con le risorse umane, strumentali e finanziarie già a disposizione per le ordinarie attività istituzionali relative al monitoraggio del mercato retail.



L'**articolo 2** (*Misure urgenti per la riduzione della componente ASOS delle bollette elettriche e il sostegno alle utenze non domestiche*) reca disposizioni urgenti per calmierare il peso della componente ASOS sulle bollette elettriche e favorire, al contempo, una migliore sostenibilità delle politiche di supporto alle energie rinnovabili e sostenere la spesa energetica delle utenze non domestiche.

Commi 1-3

La disposizione prevede, attraverso un meccanismo ad adesione volontaria, un contributo volontario da parte dei soggetti responsabili degli impianti soggetti ai meccanismi dei conti energia I-IV, aventi una potenza superiore a 20 kW, con incentivi in scadenza a decorrere dal 1° gennaio 2029.

Sulla base dei dati forniti dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, la potenziale platea, di circa 52.419 impianti, per una potenza complessiva di circa 13,3 GW, potrebbe optare:

- a) per il riconoscimento, nel periodo che decorre dal secondo semestre dell'anno 2026 e sino 31 dicembre 2027, dell'85% della tariffa premio spettante sull'energia prodotta. In tal caso le convenzioni relative agli impianti sono estese di diritto di un periodo pari a 3 mesi;
- b) per il riconoscimento, nel periodo che decorre dal secondo semestre dell'anno 2026 e sino 31 dicembre 2027, del 70% della tariffa premio spettante sull'energia prodotta. In tal caso le convenzioni relative agli impianti sono estese di diritto di un periodo pari a 6 mesi.

Qualora la partecipazione sia pari al 30% della platea interessata e ipotizzando che il 70% di tale quota aderisca all'opzione *sub* (a) e il 30% aderisca all'opzione *sub* (b), la riduzione del fabbisogno ASOS potrebbe essere pari a 146 milioni di euro per l'anno 2026 e di 292 milioni di euro per l'anno 2027.

Nel caso in cui si verificchino le suddette ipotesi e dall'adesione al meccanismo derivi un'estensione del contratto di un periodo pari a 3 mesi del periodo di incentivazione, in caso di scelta dell'opzione *sub* (a), e di 6 mesi del periodo di incentivazione nel caso di scelta dell'opzione *sub* (b), verrebbe riconosciuta, nel suddetto periodo, una tariffa premio pari alla media delle tariffe oggetto di riduzione nel periodo 2026 e 2027.

Tale estensione dei contratti determinerebbe un incremento cumulato dell'onere ASOS nel periodo 2029-2038 pari a circa 485 milioni di euro. Nella tabella 1 che segue è riportato il dettaglio dei risparmi e degli incrementi anno per anno a decorrere dal 2026.

Tabella 1

anno	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
commi 1-3	-0,146	-0,292	0	0,01125	0,0609	0,217	0,16	0,027	0,0057	0,001	0,001	0,001	0,001

Variazione fabbisogno ASOS [Miliardi di euro]

Comma 4

La disposizione introduce, al comma 4, per gli impianti fotovoltaici di potenza superiore ai 20 kW che hanno aderito ai meccanismi dei c.d. Conto Energia I-IV, un'opzione facoltativa di uscita anticipata dai medesimi meccanismi a specifiche condizioni. Tale misura ha il duplice obiettivo di abbattere in larga parte gli oneri ASOS derivanti dal Conto Energia e rinnovare, al contempo, il parco



impianti esistente, attraverso operazioni di rifacimento integrale che garantirebbero un aumento della producibilità degli impianti esistenti.

Il contingente disponibile per tale operazione è pari a 10 GW ed interessa gli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW che beneficiano di premi fissi derivanti dal Conto Energia I-IV.

È data priorità agli impianti che abbiano aderito al meccanismo volontario di riduzione della tariffa premio disciplinato ai commi da 1 a 3 del presente articolo. A tali impianti è riconosciuto un corrispettivo pari al 90% del valore attualizzato dei flussi di cassa residui degli incentivi spettanti nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2028 e il termine di cessazione del contratto di incentivazione.

Gli altri impianti saranno selezionati per il tramite di una procedura competitiva da svolgersi entro il 30 giugno 2027. Nell'ambito di detta procedura i beneficiari del Conto Energia che intendono avvalersi dell'opzione dell'uscita anticipata possono formulare offerte a ribasso, rispetto ad una base d'asta rappresentata dal 90% del beneficio residuo attualizzato (si stima un tasso del 10%) spettante dal Conto Energia nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2028 e il termine di cessazione del contratto di incentivazione.

Gli impianti selezionati dal meccanismo avranno l'obbligo, a fronte della corresponsione in rate costanti del corrispettivo offerto, in dieci anni dal 2028 (si ipotizza un tasso di rivalutazione del 6%) di realizzare interventi di rifacimento integrale a specifiche condizioni e la possibilità di contrattualizzare la potenza corrispondente all'incremento di producibilità nell'ambito dei meccanismi di supporto di cui agli articoli 6, 7 e 7-bis del decreto legislativo n. 199 del 2021 e la possibilità di contrattualizzare la restante parte mediante contratti a termine, anche nell'ambito dei *power purchase agreement* – PPA.

Il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica sulla base delle suddette ipotesi e assumendo la saturazione del contingente dei 10 GW e i tassi sopra riportati, assegna alla disposizione effetti in termini di variazioni ASOS, a decorrere dall'anno 2028, anno di fuoriuscita dal meccanismo del conto energia.

Tanto premesso, dal 2028 al 2031, considerata la fuoriuscita dal meccanismo dei Conti Energia I-IV può stimarsi una riduzione del costo dei meccanismi, e di conseguenza un minor fabbisogno di approvvigionamento ASOS, per un valore pari a 1.999 milioni per il 2028 e di 1.901 milioni di euro per il 2029, di 1.703 milioni per il 2030 e di 1.083 milioni per il 2031.

Dal 2032 al 2037, considerata la cessazione dei meccanismi originali, e il costo decennale del corrispettivo riconosciuto a decorrere dal 2028, può stimarsi un maggior fabbisogno di approvvigionamento ASOS pari a 771 milioni per il 2032, 1.261 milioni per il 2033, 1.357 milioni per il 2034, 1.364 milioni per il 2035, e 1.374 milioni per ciascuno degli anni 2036 e 2037. (tabella 2).

Al riguardo si ricorda che la prima procedura del Fer-X transitorio ha previsto la contrattualizzazione di impianti fotovoltaici per 7,7 GW, al prezzo di aggiudicazione medio ponderato rispetto alla potenza assegnata di 56,8 euro/MWh, con benefici attesi di circa 300 milioni di euro annui ad invarianza dei prezzi di mercato.

Qualora i prezzi di mercato scendessero, riducendo i benefici in termini di gettito ASOS per il sistema, derivanti da questi meccanismi, si avrebbe comunque un beneficio per i consumatori finali dettato dall'abbassamento dello stesso prezzo di mercato.



Tabella 2

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
RIDUZIONE DEGLI INCENTIVI PER GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI	0	0	1.999	1.901	1.703	1.083	-771	-1.261	-1.357	-1.364	-1.374	-1.374
VARIAZIONE DEL FABBISOGNO DELL'ASOS	0	0	-1.999	-1.901	-1.703	-1.083	771	1.261	1.357	1.364	1.374	1.374

Variazione fabbisogno ASOS comma 4 [Milioni di euro]

Dall'effetto combinato dei due meccanismi disciplinati dalla presente disposizione (commi 1-3) (comma 4), potrebbero, quindi, discendere tali effetti in termini di variazione del fabbisogno ASOS (tabella 3)

Tabella 3

anno	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
commi 1-3	-0,146	-0,292	0	0,01125	0,0609	0,217	0,16	0,027	0,0057	0,001	0,001	0,001	0,001
comma 4	0	0	-1,999	-1,901	-1,703	-1,083	0,771	1,261	1,357	1,364	1,374	1,374	0
variazione totale	-0,146	-0,292	-1,999	-1,88975	-1,6421	-0,866	0,931	1,288	1,3627	1,365	1,375	1,375	0,001

Variazione fabbisogno ASOS cumulati commi 1-4 [Miliardi di euro]

Commi 5-8

Il **comma 5**, al fine di facilitare le procedure di *repowering*, prevede una modifica alla sezione II dell'allegato A al decreto legislativo 25 novembre 2024, n. 190 che disciplina i regimi amministrativi per gli impianti a fonti rinnovabili. Tale modifica prevede che siano soggetti al regime di attività libera gli interventi consistenti in rifacimento integrale di impianti solari fotovoltaici esistenti, abilitati o autorizzati, nel caso in cui insistano su aree industriali, a condizione che, a seguito dell'intervento medesimo, l'impianto continui a ricadere interamente in area industriale, a prescindere dalla potenza risultante. La modifica non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Il **comma 6** demanda ad un decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica le modalità operative del meccanismo facoltativo di fuoriuscita disciplinato dal comma 4, pertanto non determina nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Il **comma 7** prevede che ARERA allinei, con propria deliberazione, il termine di versamento alla CSEA da parte dei distributori del gettito derivante dalle componenti tariffarie ASOS e ARIM, di cui all'articolo 5.1 dell'Allegato A alla Delibera 618/2023/R/com e s.m.i, a quello previsto per il versamento dei venditori ai distributori.

L'anticipo strutturale di un mese del versamento di tali oneri, a partire da quelli fatturati a marzo 2026, determina un aumento per l'anno 2026 delle risorse a disposizione della CSEA per un ammontare che **può essere** stimato di circa 850 milioni di euro.

Il **comma 8** demanda ad una deliberazione di ARERA le modalità di riconoscimento dei benefici derivanti dai commi 1,4 e 7 del presente articolo, in termini di minor approvvigionamento ASOS applicata all'energia prelevata alle utenze non domestiche, diverse dall'illuminazione pubblica, in



bassa tensione per altri usi e alle utenze non domestiche in media, alta e altissima tensione, ad esclusione dei prelievi che godono del regime tariffario speciale di cui all'articolo 29 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, e con l'esclusione delle utenze che sono iscritte nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), ai sensi dell'articolo 3 del decreto-legge 29 settembre 2023, n. 131, convertito con modificato dalla legge 27 novembre 2023, n. 169.

L'**articolo 3** (*Disposizioni in materia di aliquota IRAP per le imprese del comparto energetico*) prevede, al **comma 1**, l'innalzamento di 2 punti percentuali delle aliquote IRAP di cui ai commi 1 e 1-bis dell'articolo 16 del decreto legislativo 15 dicembre 1997, n. 446, per i periodi d'imposta 2026 e 2027 applicabili al comparto energetico ovvero ai soggetti che svolgono, in via prevalente, attività economiche individuate dai seguenti codici ATECO:

B - ATTIVITÀ ESTRATTIVE

- 06 Estrazione di petrolio greggio e gas naturale
- 09.1 Attività di supporto all'estrazione di petrolio e gas naturale

C - ATTIVITÀ MANIFATTURIERE

- 19.2 Fabbricazione di prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio e prodotti da combustibili fossili

D - FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA, GAS, VAPORE E ARIA CONDIZIONATA

- 35.1 Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica
- 35.2 Produzione di gas e distribuzione di combustibili gassosi mediante condotte
- 35.4 Attività di servizi di intermediazione per l'energia elettrica e il gas naturale

H - TRASPORTO E MAGAZZINAGGIO

- 49.50.1 Trasporto mediante condotte di gas

Ai fini della stima degli effetti di gettito, è stato utilizzato il modello di microsimulazione IRAP con base dati relativa alle dichiarazioni IRAP 2025, periodo d'imposta 2024.

Di seguito gli effetti finanziari di cassa nell'ipotesi di acconto IRAP pari all'85% e acconto IRES al 75%, considerando, come previsto dal **comma 2**, che gli effetti si producano già in sede di acconto del periodo d'imposta 2026.

	2026	2027	2028	2029	dal 2030
IRAP - Comparto energetico	469,6	552,5	82,9	0,0	0,0
IRES - Recupero deducibilità IRAP versata	0,0	-7,1	-8,4	-1,3	0,0
Totale	469,6	545,4	74,5	-1,3	0,0

importi in milioni di euro



Il **comma 3** prevede la destinazione delle risorse rinvenienti da quanto disposto al comma 1 alla riduzione della componente della spesa per gli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione (ASOS) applicata all'energia prelevata alle utenze non domestiche, ad esclusione di quelle relative all'illuminazione pubblica, in bassa tensione per altri usi, alle utenze non domestiche in media, alta e altissima tensione, ad esclusione dei prelievi che godono del regime tariffario speciale di cui all'articolo 29 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, e ad esclusione delle utenze che sono iscritte nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), ai sensi dell'articolo 3 del decreto-legge 29 settembre 2023, n. 131, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 novembre 2023, n. 169.

Sulla base dei consumi della platea interessata, pari a 125 TWh, si stima un beneficio medio derivante dalla misura pari a 3,75 euro/MWh per l'anno 2026, 4,36 euro/MWh per l'anno 2027 e di 0,6 euro/MWh per l'anno 2028.

Il **comma 4** provvede alla copertura degli oneri derivanti dal comma 1, quanto a 7,1 milioni di euro per l'anno 2027, 8,4 milioni di euro per l'anno 2028, mediante corrispondente utilizzo di quota parte delle maggiori entrate e delle minori spese derivante dal comma 1, e, quanto a 1,3 milioni di euro per l'anno 2029, mediante corrispondente riduzione del Fondo per gli interventi strutturali di politica economica di cui all'articolo 10, comma 5, del decreto-legge 29 novembre 2004, n. 282, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 dicembre 2004, n. 307.

L'**articolo 4** (*Disposizioni urgenti per promuovere la contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte delle imprese*) reca disposizioni volte a promuovere la contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte delle imprese attraverso un'evoluzione e il potenziamento degli strumenti previsti dall'articolo 28 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 e dall'articolo 16-bis del decreto-legge 1° marzo 2022, n.17, convertito con legge 27 aprile 2022, n. 34.

Il **comma 1** prevede l'evoluzione di appositi comparti della bacheca di cui all'articolo 28, comma 1 del decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199. L'evoluzione della bacheca nei termini indicati in relazione illustrativa, non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, in quanto l'attività è svolta dal GME nell'ambito delle risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente.

Il **comma 2** prevede, al primo periodo, per la stipula dei contratti al di fuori della bacheca, l'eventuale supporto del GSE. Qualora coinvolto, il GSE infatti è in grado di fornire tale supporto nell'ambito della dotazione organica attuale, in quanto svolge ordinariamente, tra le altre, le attività di redazione di contratti e di accordi negoziali sottoscritti con i soggetti che accedono ai meccanismi di incentivazione dallo stesso gestiti, anche attraverso la standardizzazione di requisiti e modelli.

Il medesimo comma 2 prevede, al secondo periodo, che le parti del contratto, sole se prequalificati dal GSE, sulla base dei requisiti previsti al decreto di cui al comma 4 della norma in commento, possono richiedere al GSE di svolgere il ruolo di garante di ultima istanza nei limiti delle risorse destinate allo scopo dall'articolo 28 d. lgs 199/2021 (45 milioni € annui per ciascuno degli anni dal 2025 al 2027, mediante corrispondente utilizzo di quota parte dei proventi delle aste, relative ai



medesimi anni, delle quote di emissione di anidride carbonica di cui all'articolo 23, comma 7, del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47, destinati al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica), al netto delle risorse utilizzate dal GSE per il pagamento del premio a SACE, per la garanzia di cui al comma 3 del presente articolo.

Il **comma 3** prevede che il GSE individui, nell'ambito delle regole operative di cui al comma 4, forme di minimizzazione e trasferimento del rischio dei contraenti nell'ambito delle tipologie di contratto definite, anche avvalendosi del supporto di SACE, che è autorizzato a rilasciare a favore dello stesso GSE, per la parte eccedente e solo una volta esaurite le risorse destinate alla garanzia di ultima istanza di cui al citato articolo 28, le garanzie di cui all'articolo 1, commi da 259 a 271, della legge 30 dicembre 2023, n. 213, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Si precisa che le risorse stanziata a legislazione vigente dall'articolo 28 del d.lgs. n. 199 del 2021 (45 milioni di euro annui per ciascuno degli anni dal 2025 al 2027) sono più che sufficienti, considerati i volumi attuali e quelli attesi futuri, per coprire sia la garanzia di ultima istanza richiesta nell'ambito dei meccanismi dell'articolo 28 del d. lgs 199 del 2021 (piattaforma PPA e bacheca PPA, per come potenziata dalla norma in commento), sia il premio da corrispondere a SACE per l'eventuale utilizzo della garanzia Archimede.

Con riguardo al coinvolgimento di SACE, il relativo intervento è previsto nel contesto operativo delle garanzie Archimede di cui all'articolo 1 da 259 a 271, della Legge 30 dicembre 2023, n. 213. SACE, in parziale deroga di quanto previsto dalla citata normativa - che consente a SACE interventi esclusivamente in favore di banche, assicurazioni, istituzioni finanziarie e degli altri soggetti abilitati all'esercizio del credito in Italia - è autorizzata ai sensi del comma 3 ad intervenire in garanzia in favore del GSE.

Il comma 3 predetermina per l'anno 2026, nell'ambito del limite previsto dall'articolo 3, comma 6, della legge 30 dicembre 2025, n. 199, l'importo massimo, pari a 250 milioni di euro, degli impegni assumibili da SACE S.p.A. per l'operatività del medesimo comma. Per le successive annualità detto importo è fissato con le modalità di cui all'articolo 1, comma 261, quarto periodo, della legge 30 dicembre 2023, n.213.

Fermo restando il limite di spesa, per il GSE, stabilito dall'articolo. 28, comma 2-ter del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, dall'intervento di SACE non derivano nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica insistendo lo stesso nell'ambito del limite previsto, per l'anno 2026, dall'articolo 3, comma 6, della legge 30 dicembre 2025, n. 199, entro l'importo massimo di cui all'ultimo periodo del comma 3.

In particolare, a seconda del caso, la garanzia di SACE in favore del GSE copre il rischio di (i) mancato pagamento, da parte del consumatore, del corrispettivo dovuto ai sensi del PPA ovvero (ii) inadempimento degli obblighi di consegna dell'energia da parte del produttore ai sensi del PPA, tale da determinare, in capo al GSE, l'obbligo di sostenere il costo di acquisto dell'energia sul mercato.

Restano, peraltro, invariati i restanti criteri e termini per il rilascio delle garanzie di cui alla normativa Archimede, ove applicabili. Rimane, altresì, invariato il criterio di ripartizione degli impegni tra lo Stato e SACE rispettivamente nella misura dell'ottanta per cento e del venti per cento del capitale e degli interessi di ciascun impegno.

L'intervento in garanzia di SACE prevede specifiche analisi istruttorie sia di ciascuna controparte contrattuale, sia dei termini e delle condizioni di ciascun contratto, con valutazioni "caso per caso" al



cui esito viene applicato un premio di mercato coerente con il profilo di rischio della singola garanzia. Analogamente l'intervento del GSE in ciascuna operazione presuppone – tra gli altri – la positiva valutazione dei diversi elementi istruttori e l'applicazione di un corrispettivo di mercato.

L'intervento a mercato determina l'applicazione di premi tali da assicurare la sostenibilità e l'equilibrio finanziario della misura.

Il **comma 4** demanda ad un decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica le modalità di attuazione dell'evoluzione della bacheca e, in particolar modo, i requisiti che devono soddisfare le imprese per la richiesta della garanzia di ultima istanza del GSE, anche ai fini del rispetto del tetto massimo di spesa di cui al comma 2-ter dell'articolo 28 del decreto legislativo n. 199 del 2021, nonché gli schemi di contratto di adesione alla medesima garanzia.

Il **comma 5** prevede che la società Acquirente unico S.p.a. svolga, secondo condizioni e modalità stabilite dall'ARERA, servizi di aggregazione della domanda di energia elettrica finalizzati a favorire la contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte delle imprese. Il servizio di aggregazione è svolto nell'ambito delle risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente. A tal proposito si evidenzia che attualmente nella Direzione che svolge attività di approvvigionamento di energia elettrica per il mercato dei vulnerabili sono presenti 11 risorse. Le medesime sono sufficienti a garantire tale attività che si stima potrebbe comportare, mediante una riorganizzazione della struttura, al massimo l'utilizzo del 30% delle loro ore lavorative. ARERA determinerà, con apposita deliberazione, le modalità con cui Acquirente Unico S.p.a coprirà il rischio di inadempienza contrattuale mediante garanzie rilasciate in favore di Acquirente Unico S.p.a da parte delle controparti (domanda e offerta).

Il **comma 6** prevede che l'ARERA, nel definire le condizioni e le modalità per lo svolgimento del servizio di aggregazione di cui al comma 5, adotti anche specifiche linee guida per i gruppi di acquisto abilitati alla contrattazione collettiva ed a lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, al fine di favorire la massima partecipazione ai meccanismi di cui all'articolo 28 del d.lgs n. 199 del 2021.

Il **comma 7** prevede che le società del Gruppo GSE assicurano, anche mediante appositi protocolli di intesa con le associazioni territoriali o di categoria delle piccole e medie imprese, attività di formazione e divulgazione a loro rivolte in relazione alla contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, al fine di facilitare l'accesso alle contrattazioni nell'ambito dei PPA. Si tratta di attività che le società del Gruppo GSE svolgono nell'ambito dell'ordinaria attività di promozione degli strumenti e regimi dalle stesse gestiti; pertanto, la disposizione non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Il **comma 8** prevede l'adeguamento del quadro regolatorio da parte dell'ARERA, in conformità all'articolo 4 della Direttiva (UE) 944/2019 sul mercato elettrico integrato, in materia di diritti dei clienti finali a stipulare più di un contratto di fornitura per le proprie esigenze di approvvigionamento.

Il **comma 9** prevede che i Consorzi per le Aree di Sviluppo Industriale (ASI) possano individuare superfici da destinare alla realizzazione di impianti di energia elettrica da fonti rinnovabili oggetto di successiva contrattualizzazione a lungo termine. A tal fine, i medesimi Consorzi, possono avvalersi del supporto del GSE. A tal proposito si evidenzia che il GSE è già variamente impegnato in attività concernenti la caratterizzazione e la mappatura del territorio ai fini del suo utilizzo per l'insediamento degli impianti a fonti rinnovabili (si veda ad esempio la *Mappa interattiva delle cabine primarie*



messa disposizione e delle Configurazioni di autoconsumo diffuso qualificate presenti sul territorio nazionale e la Piattaforma Aree Idonee, strumento digitale realizzato per supportare le Regioni e le Province Autonome nella pianificazione territoriale). Pertanto, l'eventuale supporto avverrebbe nell'ambito delle attività già in corso e nell'ambito della dotazione umana, finanziaria e strumentale già disponibile a legislazione vigente, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Il **comma 10** prevede una disposizione di coordinamento normativo con quanto disciplinato al comma 6. Pertanto, non determina alcun onere a carico della finanza pubblica.

Il **comma 11** apporta delle modificazioni al meccanismo di disaccoppiamento del prezzo dell'energia elettrica dal prezzo gas previsto all'articolo 16-bis del decreto-legge 1° marzo 2022, n.17, convertito con legge 27 aprile 2022, n. 34. Tale meccanismo prevede la stipula, da parte del GSE, di CFD a due vie con impianti rinnovabili esistenti individuati tramite asta con partecipazione su base volontaria.

Con riferimento all'impatto della misura, sulla base di dati stimati del GSE, la produzione che potrebbe essere oggetto di offerta ai clienti finali partecipanti alle procedure competitive lato domanda sopra descritte, riguardanti impianti fotovoltaici o eolici che non risultano contrattualizzati attraverso meccanismi di incentivazione, ammonta attualmente a circa 24 TWh/anno.

Con riferimento agli effetti finanziari della misura, derivanti dalla regolazione dei differenziali di prezzo in esecuzioni dei contratti stipulati dal GSE con i produttori selezionati con le procedure lato offerta e con le imprese selezionate con le procedure competitive lato domanda, si prevede, con le disposizioni introdotte che vi sia un effetto positivo di restituzione di oneri sull'ASOS, e conseguente riduzione delle bollette, considerato che:

(a) lato offerta, il prezzo di esercizio dei contratti stipulati dal GSE con i produttori è definito in modo da coprire esclusivamente i costi di esercizio e mantenimento degli impianti per la durata dei suddetti contratti e che i suddetti costi si collocheranno presumibilmente su valori inferiori a quelli di mercato;

(b) lato domanda, anche con le modifiche introdotte con la lettera b), il prezzo di esercizio dei contratti stipulati dal GSE con le imprese assegnatarie sarà superiore al prezzo di esercizio dei contratti stipulati dal GSE con i produttori.

Le modifiche introdotte alla lettera b) del comma 11 annullano il potenziale rischio che, (a prescindere dal potenziale sistema di garanzie che la norma già prevede a legislazione vigente) i costi recuperati dal GSE lato domanda non riescano a coprire i costi che il GSE deve sostenere lato offerta. Pertanto, la disposizione, garantendo, equivalenza fra i volumi contrattualizzati lato offerta e lato domanda, e prevedendo che i prezzi contrattuali lato domanda non siano mai inferiori al prezzo di esercizio più alto dal lato dell'offerta, sterilizza la possibilità che vi siano effetti negativi a carico degli oneri generali di sistema.

Il **comma 12** prevede che agli impianti specificamente individuati al comma 13, che sono selezionati, al termine del periodo di incentivazione, con priorità sulla bacheca di cui all'articolo 28, comma 1 del decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199, dalla società Acquirente unico S.p.a., nell'ambito del servizio di aggregazione di cui al comma 5 del presente articolo, è corrisposta, su base annuale e sull'energia oggetto del contratto, una premialità pari al quindici per cento della differenza se positiva tra la media annua ponderata, sulle quantità contrattualizzate, dei prezzi del mercato *spot* nella zona in cui è localizzato l'impianto e il prezzo riconosciuto nell'ambito del servizio di aggregazione. La premialità è riconosciuta a valere sugli oneri generali di sistema.



Per la determinazione della platea interessata dal comma 12, i dati del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica tengono conto delle seguenti stime, anno per anno, delle quantità di energia oggetto di fuoriuscita dai meccanismi di incentivazione individuati dal comma 13 (tralasciando le quantità marginali di fuoriuscita previste nel 2026 e nel 2027):

- a) dal decreto ministeriale 18 dicembre 2008 si prevede una fuoriuscita di impianti per una producibilità di 10 TWh/anno a decorrere dall'anno 2028;
- b) dal decreto ministeriale 6 luglio 2012 si prevede una fuoriuscita di impianti per una producibilità di 4 TWh/anno dall'anno 2034;
- c) dal decreto ministeriale 23 giugno 2016 si prevede una fuoriuscita di impianti per una producibilità di 2,6 TWh/anno dall'anno 2034;
- d) dai decreti relativi ai 5 conti energia si prevede, anno per anno, una fuoriuscita graduale di impianti (0,05TWh per l'anno 2028, 0,3 TWh per l'anno 2029, 2 TWh per l'anno 2030, 4 TWh per l'anno 2031, 14 TWh per l'anno 2032) per una producibilità di 18 TWh complessivi a decorrere dall'anno 2033.

Stime energia (TWh)							
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	a decorrere dal 2034
dm 2008	10	10	10	10	10	10	10
dm 6.7.2012	0	0	0	0	0	0	4
dm 23.6.16	0	0	0	0	0	0	2,6
dm C.energia	0,05	0,3	2	4	14	18	18
TOTALE	10,05	10,3	12	14	24	28	34,6

Con un tasso di adesione del 50% della platea interessata; una stima del prezzo medio di mercato pari a 100 euro; un prezzo del PPA nell'ambito del servizio di aggregazione di 40 euro/MWh; e tenendo conto che la premialità è limitata al quindici per cento della differenza, se positiva, tra la media annua ponderata, sulle quantità contrattualizzate, dei prezzi del mercato spot nella zona in cui è localizzato l'impianto e il prezzo riconosciuto nell'ambito del servizio di aggregazione, si stimano i seguenti costi sugli oneri generali di sistema:

Tabella (mln di euro)

2028	2029	2030	2031	2032	2033	a decorrere dal 2034
45	46	54	63	108	126	156

A fronte del suddetto costo del sistema, si offrono alle imprese quantità di energia a prezzi calmierati. Sulla base delle ipotesi sopra formulate, i 34 TWh di energia producibili nel 2034 verrebbero offerti sul mercato a prezzi spot solo per una metà, con un risparmio ipotizzato di 1 miliardo per le imprese beneficiarie di contratti a lungo termine mediante il servizio di aggregazione citato.

Il **comma 13** delinea l'ambito soggettivo di quanto disciplinato al comma 12. Pertanto, la disposizione non determina nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.



L'**articolo 5** (*Misure per la riduzione degli oneri generali di sistema derivanti dalle bioenergie*) introduce disposizioni volte a ridurre l'impatto derivante dall'applicazione dei prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da biogas, biomassa e bioliquidi sostenibili sulla componente Asos della bolletta elettrica.

L'aggiornamento dei meccanismi è demandato all'ARERA che dovrà garantire un tendenziale di spesa sugli ASOS non superiore a 1.279 milioni di euro per l'anno 2026, 1.194 milioni di euro per l'anno 2027, 1.190 milioni di euro per l'anno 2028, 1.147 milioni di euro per l'anno 2029, 661 milioni di euro per l'anno 2030, 165 milioni per l'anno 2031, 148 milioni per ciascuno degli anni 2032-2033, 146 milioni per ciascuno degli anni 2034-2035, 86 milioni per l'anno 2036 e 72 milioni per l'anno 2037.

Si consideri che a legislazione vigente, dai dati del monitoraggio PNIEC, l'onere sulla componente ASOS per i PMG biomasse e biogas sarebbe crescente nel tempo, considerato la possibilità di adesione ai PMG entro il 2027 attraverso la rinuncia agli incentivi. Si stima che i PMG biomasse e biogas cubino 674 milioni di euro per l'anno 2026, 861 milioni di euro per l'anno 2027, 1.263 milioni di euro per l'anno 2028, 1.409 milioni di euro per l'anno 2029 e 1.496 milioni di euro per l'anno 2030, 1.497 milioni per gli anni 2031 e 2032 e di 1.500 milioni dal 2033 al 2037.

Dalla revisione del meccanismo si prevede un tendenziale di spesa pari a 579 milioni di euro per l'anno 2026, 657 milioni di euro per l'anno 2027, 859 milioni di euro per l'anno 2028, 939 milioni di euro per l'anno 2029, 561 milioni di euro per l'anno 2030, 165 milioni per l'anno 2031, 148 milioni per ciascuno degli anni 2032-2033, 146 milioni per ciascuno degli anni 2034-2035, 86 milioni per l'anno 2036 e 72 milioni per l'anno 2037.

Si consideri che, per gli anni successivi al 2030, il costo della misura tiene conto degli impianti a biomasse e biogas (fermo restando la possibilità per questi ultimi della conversione a biometano) che hanno rinunciato agli incentivi per accedere ai PMG e che avrebbero terminato il periodo incentivante oltre tale data. Nello specifico si tratta di circa 17 impianti per una potenza complessiva di circa 113 MW per i quali l'erogazione dei PMG non subisce variazioni e termina alla scadenza naturale degli incentivi.

Oltre il 2030 si salvaguardano anche gli impianti a biogas con potenza inferiore ai 300 kW che non hanno riconvertito l'impianto a biometano (si tratta potenzialmente di 231 impianti per 43 MW complessivi di potenza).

Per i bioliquidi, invece, si stima che il meccanismo definitivo previsto dall'articolo 5 del dl 181/2023 comporti un costo medio annuo pari a 1000 milioni di euro. Questa stima tiene conto del costo per l'anno 2025 del meccanismo transitorio, pari a 1,04 miliardi di euro. Rispetto a tale meccanismo, il regime definitivo, nel caso in cui andasse in vigore nel 2026, prevederebbe un *cap* di 1.000 ore solo sulla produzione degli impianti non asserviti, che comporterebbe un risparmio di 100 milioni di euro circa, rispetto al costo 2025 del meccanismo transitorio. Negli anni 2026-2030 bisogna tener conto però dell'incremento dei PMG, che deriverebbe dalla scadenza progressiva dei meccanismi di incentivazione originari, il cui ammontare sarebbe traslato sugli stessi PMG per garantire la medesima intensità del ricavo finale (incentivo+PMG). Pertanto, cautelativamente si ipotizza un costo medio annuo di 1 miliardo.



Anche per i bioliquidi la disposizione prevede un tendenziale di spesa pari a 700 milioni di euro per l'anno 2026, 537 milioni di euro per l'anno 2027, 331 milioni di euro per l'anno 2028, 208 milioni di euro per l'anno 2029, 100 milioni di euro per l'anno 2030.

Sulla base di tali presupposti la norma garantirebbe i risparmi riportati in calce e pari a 5,2 miliardi di risparmi cumulati al 2030, e a 21,9 miliardi di risparmi cumulati al 2037. Tali risparmi troveranno compensazioni nei corrispondenti minori prelievi ASOS.

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Asos Attuali PMG Biomasse e biogas	674	861	1.263	1.409	1.496	1.497	1.497	1.497	1.503	1.514	1.531	1.543
Asos Attuali PMG Bioliquidi	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Oneri Asos PMG Biomasse Biogas e Bioliquidi (ATTUALE)	1.674	1.861	2.263	2.409	2.496	2.497	2.497	2.497	2.503	2.514	2.531	2.543
Cap Biogas nuovi entranti	110	183	353	427	77	40	40	40	40	40	40	40
Cap Biomasse nuovi entranti	469	474	505	512	484							
Cap Biogas e Biomasse esistenti (lettera f))	0	0	0	0	0	125	108	108	106	106	46	32
Cap Biogas e Biomasse totale	579	657	859	939	561	165	148	148	146	146	86	72
Cap Bioliquidi	700	537	331	208	100	0	0	0	0	0	0	0
Oneri Asos PMG Biomasse Biogas e Bioliquidi (POST MISURA)	1.279	1.194	1.190	1.147	661	165	148	148	146	146	86	72
Risparmi Oneri Asos PMG	395	667	1.073	1.262	1.835	2.332	2.349	2.349	2.357	2.368	2.445	2.471

L'articolo 6 (*Misure urgenti per la riduzione degli oneri del gas naturale prelevato ai fini della produzione di energia elettrica e per il rafforzamento della concorrenzialità dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica*) è finalizzato al perseguimento del contenimento del prezzo dell'energia elettrica, attraverso la riduzione dei costi pagati dai produttori che prelevano gas naturale per l'alimentazione di impianti termoelettrici per la produzione da immettere in rete e la conseguente riduzione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso.

Il comma 1 dispone che l'ARERA, al fine di rafforzare la concorrenzialità dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica, in attuazione del Regolamento (UE) 1227/2011, cd. REMIT, adotti uno o più provvedimenti per la valutazione delle condotte di trattenimento economico di capacità degli operatori di mercato all'ingrosso, ed in particolare nel mercato all'ingrosso del giorno prima. Al fine di evitare un trattenimento economico di capacità degli operatori all'ingrosso, la norma prevede che i soli costi opportunità stimabili al momento della negoziazione siano gli unici legittimi motivi economici per offrire ad un prezzo superiore al costo marginale della capacità di generazione, in linea con quanto stabilito dalle linee guida ACER.

La disposizione, al comma 2, al fine di ridurre i costi del gas naturale utilizzato per la produzione di energia elettrica immessa in rete, mira ad estendere, a decorrere dal 1° gennaio 2027, l'applicazione del rimborso a favore dei produttori termoelettrici per talune componenti degli oneri tariffari del gas naturale sostenuti con riferimento al gas prelevato per la produzione di energia elettrica immessa in rete, con modalità analoghe a quanto previsto dalla deliberazione 96/2020/R/eel dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA).

Dalle stime del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, la disposizione produce i seguenti effetti.

La riduzione complessiva del costo del gas pagato dai produttori termoelettrici è stimata in circa 5 €/MWh nel periodo invernale e circa 3 €/MWh nel periodo estivo.

Si stima che il costo della misura sia dell'ordine di circa 700 milioni di euro all'anno a carico degli utenti del sistema elettrico per i rimborsi ai produttori.



A fronte di questo costo si avrebbe un beneficio complessivo, al lordo del suddetto costo di 700 milioni di euro, stimato in 2.000 milioni di euro, grazie alla riduzione dei prezzi all'ingrosso di energia elettrica, derivanti dalla riduzione dei costi del gas utilizzato dalle centrali termoelettriche (tenuto conto della marginalità di tali centrali nella formazione del prezzo elettrico - 8 €/MWh elettrici medi per circa 250 TWh di consumi).

Si segnala, inoltre, che la riduzione dei prezzi all'ingrosso di energia elettrica comporta l'aumento del gettito necessario per la componente Asos, stimato in circa 180 milioni di euro nel medesimo anno, per effetto dell'impatto derivante dagli strumenti di incentivazione delle fonti rinnovabili correlati ai prezzi di mercato, a cui si devono aggiungere circa 20 milioni di euro, per effetto della regolazione degli strumenti di incentivazione sostitutivi dei certificati verdi, per un totale di 200 milioni sull'Asos. Inoltre, bisogna considerare l'incremento della componente UPLIFT per la maggior reintegrazione dovuta agli impianti essenziali sotto regime di reintegrazione dei costi, in seguito alla riduzione dei prezzi di mercato e quindi dei loro ricavi, stimabile in circa 40 milioni di euro.

Infine, la riduzione dei prezzi all'ingrosso di energia elettrica comporta una riduzione della rendita di congestione che il gestore di rete raccoglie sull'allocazione della capacità di trasmissione con l'estero. Poiché il 50 per cento di tale rendita viene posto a riduzione della componente UPLIFT della bolletta, la riduzione della rendita di cui sopra produce un aumento del gettito necessario alla copertura della suddetta componente pari a circa 150 milioni di euro annui.

Il beneficio complessivo derivante dall'attuazione del comma 2, tenuto conto degli effetti sopra indicati sulle varie componenti, è stimato in circa 900 milioni di euro annui.

Rimborso oneri trasporto			
Benefici lordi della misura	Riduzione degli oneri di trasporto del gas per il parco di generazione termoelettrica (ca. 5 €/MWh nel periodo invernale, ca. 3 €/MWh nel periodo estivo)	€/MWh	4
	Riduzione del prezzo offerto dai termoelettrici a gas	€/MWh	8
	Beneficio lordo atteso dalla misura (310 TWh * 80% * impatto sul pun €/MWh)	MLD€	2
Costi della misura	Costo della misura per rimborso termoelettrici	MLD€	-0,7
	Costo dovuto a incremento del fabbisogno ASOS (CFD a 2 vie ed ex Certificati Verdi tot. ca. 31TWh)	MLD€	-0,2
	Costo dovuto a incremento componente UPLIFT per impianti essenziali (6,5TWh)	MLD€	-0,04
	Costo dovuto a riduzione rendite di congestione transfrontaliere (50%*8,0€/MWh*80%*47TWh)	MLD€	-0,15
Benefici netti della misura	Beneficio netto atteso dalla misura (beneficio lordo-costi)	MLD€	0,9
	Beneficio netto per i consumatori sul prezzo dell'energia	€/MWh	3

Il **comma 3** prevede che l'ARERA disciplini, con apposita deliberazione, per il medesimo periodo di cui al comma 2 un rimborso aggiuntivo per i produttori termoelettrici. Tale rimborso deve essere definito dall'ARERA con congruo anticipo e, comunque, nel limite del costo atteso per un impianto a ciclo combinato a gas efficiente derivante dagli adempimenti connessi alle emissioni ETS.



L'efficacia del comma 3 è subordinata, ai sensi del **comma 6**, alla preventiva autorizzazione della Commissione europea ai sensi dell'articolo 108, paragrafo 3, del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea.

Il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica sulla base delle suddette ipotesi e assumendo un rimborso medio di 30 euro/MWh, su una produzione di 110 TWh, che già sconta il possibile aumento di produzione derivante dalla riduzione attesa delle importazioni nette, stima che il riconoscimento del rimborso gravi sugli utenti del sistema elettrico per un ammontare pari a circa 3.300 milioni per ciascun anno a partire dal 2027.

Al contempo assegna alla misura un beneficio lordo pari a circa 7.500 milioni di euro, grazie alla riduzione dei prezzi all'ingrosso di energia elettrica, connessi alla riduzione dei costi del gas utilizzato dalle centrali termoelettriche.

La riduzione del prezzo dell'energia sul mercato comporta un incremento della componente Asos pari a circa 750 milioni di euro, e un incremento della componente Uplift pari a circa 160 milioni, nonché una riduzione dei ricavi derivanti dalla variazione delle rendite di congestione sulle frontiere pari a circa 400 milioni di euro.

Pertanto, dal **comma 3** si stima discendere un beneficio netto pari a circa 3 miliardi di euro.

Rimborso oneri ETS			
Benefici lordi della misura	Rimborso del costo del gas prelevato per la produzione elettrica	€/MWh	15
	Riduzione del prezzo offerto dai termoelettrici a gas	€/MWh	30
	Beneficio lordo atteso dalla misura (310 TWh * 80% * impatto sul pun €/MWh)	MLD€	7,5
Costi della misura	Costo della misura per rimborso termoelettrici (30€/MWh*110TWh) (compreso impatto variazione import)	MLD€	-3,3
	Costo dovuto a incremento del fabbisogno ASOS (CFD a 2 vie ed ex Certificati Verdi tot. ca. 31TWh)	MLD€	-0,7
	Costo dovuto a incremento componente UPLIFT per impianti essenziali (6,5TWh)	MLD€	-0,2
	Costo dovuto a riduzione rendite di congestione transfrontaliere (50%*30€/MWh*27TWh)	MLD€	-0,4
Benefici netti della misura	Beneficio netto atteso dalla misura (beneficio lordo-costi)	MLD€	3
	Beneficio netto per i consumatori sul prezzo dell'energia	€/MWh	9,3

Il **comma 4** prevede che l'ARERA verifichi altresì che i rimborsi siano pienamente trasferiti nelle offerte di vendita riferite agli impianti termoelettrici interessati dai rimborsi stessi. Nel caso di verifica negativa, il produttore è tenuto a restituire i relativi rimborsi, maggiorati da eventuali sanzioni comminate dalla medesima Autorità ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481. A tal fine l'ARERA definisce le modalità ed i criteri per le procedure delle suddette verifiche nonché i comportamenti di offerta da ritenersi comunque conformi a detto obbligo. Tale attività, che rientra tra



i compiti istituzionali di ARERA, è svolta con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Il **comma 5** prevede che l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente adegui le condizioni economiche previste nella disciplina del mercato della capacità di cui al decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 per tenere conto, da una parte, degli effetti di quanto disposto al comma 1, ossia delle minori marginalità derivanti dalla riduzione dei prezzi all'ingrosso e, dall'altra, dei rimborsi previsti ai commi 2 e 3, che prevedono un effetto di riduzione del valore del prezzo di esercizio (o prezzo strike), superato il quale i produttori devono restituire a Terna la differenza tra il prezzo all'ingrosso e il medesimo prezzo strike. Con un impatto positivo di riduzione attesa dei prezzi di mercato.

Il **comma 6** subordina l'efficacia della disposizione di cui al comma 3 alla preventiva autorizzazione della Commissione europea ai sensi dell'articolo 108, paragrafo 3, del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea.

L'articolo 7 (Misure urgenti per la connessione alla rete degli impianti alimentati a fonti rinnovabili) non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. I soggetti interessati, ovvero il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente e i gestori di rete provvedono alla relativa attuazione nell'ambito del perimetro delle proprie competenze e con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

In generale, la norma favorisce un più agevole ingresso delle FER nel mercato avendo un effetto di riduzione dei costi nell'ambito delle procedure competitive, previste per i prossimi anni, con riguardo ai meccanismi di supporto alle fonti energetiche rinnovabili, da un lato aumentando il livello di competizione in ragione del maggior numero di impianti realizzabili, dall'altro favorendo una riduzione dei costi in carico agli operatori. Il risultato finale comporterà la riduzione complessiva dei costi in capo alle tariffe elettriche mediante: i) l'effetto della accelerazione della realizzazione di nuovi impianti a fonte rinnovabile; ii) l'effetto della riduzione dei costi di sviluppo di rete complessivi in ragione della maggiore efficienza delle soluzioni di connessione che questo nuovo processo andrà a determinare. Inoltre, le attività previste ai commi 1 e 2 del nuovo articolo 10-bis del decreto legislativo n. 190 del 2024 rientrano tra i compiti dell'ARERA definiti a legislazione vigente e, pertanto, non comportano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, né aggravii sul sistema delle bollette elettriche. Per quanto riguarda, nello specifico, "le condizioni tecniche, procedurali ed economiche per le connessioni alla rete di trasmissione nazionale" si precisa che tali condizioni, oggetto di aggiornamento della regolazione di ARERA, sono riferite ai costi che gli operatori devono sostenere per formulare la richiesta di connessione alla rete. Rispetto a detti costi, già disciplinati dalla regolazione vigente, l'ARERA dovrà valutare la necessità di una eventuale rimodulazione. A ogni modo, come confermato da ARERA, tali costi non sono posti a valere sulla finanza pubblica né sulle componenti delle tariffe di rete e, pertanto, non comportano maggiori oneri sulle bollette dei clienti finali.

L'articolo 8 (Procedimento unico per il rilascio delle autorizzazioni ai progetti di centri dati) introduce un procedimento unico per il rilascio delle autorizzazioni per la realizzazione e l'ampliamento dei data



center (DC), inserendosi nel contesto di una crescente digitalizzazione e nella necessità di infrastrutture tecnologiche avanzate.

L'obiettivo primario dell'intervento normativo è quello di semplificare e accelerare il processo autorizzativo, garantendo al contempo il rispetto delle normative ambientali e la tutela della salute pubblica. Nello specifico detto intervento mira a:

- 1) favorire gli investimenti nel settore dei DC;
- 2) ridurre i tempi di rilascio delle autorizzazioni;
- 3) garantire un approccio integrato nella valutazione dei progetti.

L'articolo in esame è suddiviso in nove commi, ognuno dei quali affronta specifici aspetti del procedimento autorizzativo e, in particolare, il comma 9 reca la clausola di invarianza finanziaria, stabilendo che dall'attuazione dell'articolo in esame non debbano derivare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica e che, dunque, le amministrazioni competenti vi provvederanno con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

L'implementazione della norma comporterà diversi impatti positivi:

- a) efficienza nei processi: la semplificazione amministrativa ridurrà i tempi di attesa e i costi per le imprese, facilitando l'avvio di progetti strategici;
- b) sostenibilità ambientale: pur accelerando i processi, la norma mantiene l'importanza delle valutazioni ambientali, garantendo che gli interessi ambientali non siano compromessi;
- c) crescita economica: la maggiore attrattività degli investimenti nel settore dei centri dati contribuirà alla crescita economica e alla creazione di posti di lavoro.

Agli adempimenti connessi al rilascio dell'autorizzazione unica ai sensi dell'articolo in esame provvederanno le amministrazioni competenti con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

Al riguardo si precisa che, sulla base di dati forniti dal gestore della rete di trasmissione nazionale, alla data odierna risultano pendenti 339 pratiche concernenti richieste di quantitativo di potenza in prelievo, per un ammontare complessivo di 55.932.350 kW, come da tabella di seguito riportata.

Etichette di riga	Somma di Potenza in prelievo richiesta (kW)	Conteggio di Codice Pratica Esteso
Abruzzo	250000	1
Basilicata	1200000	2
Calabria	250000	1
Campania	600000	1
Emilia Romagna	2025000	14
Friuli Venezia Giulia	1845000	9
Lazio	4096500	25
LIGURIA	90000	2
Lombardia	29803850	202
Piemonte	10087000	47
Puglia	2818000	17
Sicilia	470000	3
Toscana	530000	3
Veneto	1867000	12
Totale complessivo	55932350	339

Poiché le richieste al gestore della rete di trasmissione nazionale generalmente precedono l'avvio dei procedimenti autorizzatori, deve assumersi che le istanze di autorizzazione presentate sulla base della



legislazione vigente e attualmente pendenti presso le amministrazioni competenti siano inferiori o al più pari alle suddette richieste; deve peraltro considerarsi che parte di tali richieste esulano dalla competenza delle regioni per rientrare nel perimetro di competenza dello Stato, relativamente agli impianti di cui all'allegato XII alla parte seconda del decreto legislativo n. 152 del 2006.

Tanto premesso, come può evincersi dalla tabella sopra riportata, la più parte delle pratiche riguarda, nell'oggi, la regione Lombardia, che già oggi risulta aver delegato alle province le funzioni di autorità competente per l'autorizzazione integrata ambientale di fattispecie progettuali riconducibili al novero dei centri dati e potrebbe continuare a farlo sulla base del comma 2 della norma in commento. Per le rimanenti regioni, l'entità delle pratiche è tale da consentire alle amministrazioni competenti di poter svolgere le relative attività con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, e comunque potendo delegare le stesse al livello provinciale.

La norma, dunque, non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Capo II

Misure urgenti in materia di gas

L'**articolo 9** (*Misure urgenti per l'abbattimento del prezzo della bolletta del gas delle imprese*) prevede al **comma 1** che il GSE, sulla base di indirizzi del MASE, venda il gas stoccato ai sensi dell'articolo 5-bis del decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50, e che le risorse rinvenienti siano versate alla CSEA. Dalla valorizzazione a mercato del gas stoccato dal GSE, i cui volumi sono pari a 1 miliardo di smc, è atteso prudenzialmente un incasso intorno ai 290 milioni di euro.

Il **comma 2** prevede la valorizzazione a mercato del gas stoccato da SNAM, i cui volumi sono pari a 1,1 miliardi di smc, dalla quale è atteso prudenzialmente un incasso stimato pari a 319 milioni di euro che in quota parte, per un massimo di 200 milioni, è utilizzato a copertura degli eventuali oneri generati dal servizio di liquidità di cui all'articolo 10 del presente decreto.

Il **comma 3** prevede che le risorse rinvenienti dall'attuazione dei commi 1 e 2, al netto della copertura della misura prevista all'articolo 10 del presente decreto, e stimate in almeno 409 milioni di euro circa, sono utilizzate per l'abbattimento degli oneri e delle ulteriori componenti tariffarie di trasporto e distribuzione del gas, per il periodo che intercorre tra il 1° aprile 2026 e il 31 dicembre 2026, per i clienti finali direttamente connessi alla rete di trasporto, ai clienti finali gasivori connessi alla rete di distribuzione nonché agli altri clienti finali limitatamente ai consumi superiori ai 80.000 smc/anno. Il beneficio non si applica ai volumi di gas utilizzati dai produttori termoelettrici per la produzione di energia elettrica immessa in rete, né ai volumi dei consumi dei clienti civili e dei condomini.

Per quanto sopra, ai fini della riduzione dei costi della fornitura di gas per i clienti finali individuati al comma 3, la disposizione utilizza risorse rinvenienti dalla valorizzazione a mercato di gas nella disponibilità del sistema e, pertanto, non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Con riguardo all'**articolo 10** (*Misure volte a promuovere la concorrenza e l'integrazione dei mercati all'ingrosso del gas*) si rappresenta che il costo lordo della misura è relativo alla copertura dei premi



di cui al comma 1, lettera a), numero 1) da riconoscere ai soggetti che assumono l'impegno ad erogare il servizio nel limite massimo di 200 milioni di euro, come previsto dal comma 2, a valere sulle risorse di cui al comma 2 dell'articolo 9 del presente decreto.

Il limite sopra previsto di 200 milioni di euro è comunque coerente, sulla base dei dati forniti, con quanto ragionevolmente necessario ad assicurare l'efficacia della misura, assumendo:

- a) che i premi richiesti siano commisurati al prodotto tra i costi di trasporto adeguatamente maggiorati e quantità soggette a obbligo di offerta;
- b) che ARERA individui, ad esempio, quantità soggette ad obbligo di offerta pari a circa 10 milioni di smc anno per tutto l'anno (a un costo unitario di ca 2,5 €/smc) più circa ulteriori 20 milioni di smc annui per 150 giorni del periodo invernale (a un costo unitario di ca 4 €/smc).

A fronte di tali costi, in caso di azzeramento dello *spread* tra il prezzo TTF e quello PSV, la misura determinerebbe un beneficio lordo stimato di almeno 2 €/MWh, pari a 2€/Smc di riduzione del prezzo all'ingrosso del gas in Italia.

Si stima, conseguentemente, un beneficio annuo di 800 milioni di euro per i consumatori gas (stimato come prodotto dei suddetti 2 €/smc per ca 40 Mld smc di consumi diversi da quelli dei termoelettrici a gas), e di ulteriori 800 milioni di euro per i consumatori elettrici (attraverso la riduzione dei prezzi all'ingrosso di energia elettrica connessi alla riduzione dei prezzi del gas utilizzato dalle centrali termoelettriche).

Qualora invece la misura non riuscisse ad azzerare lo *spread* tra il prezzo al TTF e quello al PSV, ad esempio poiché le quantità contrattualizzate con il meccanismo di liquidità si rilevassero minori di quelle necessarie a riportare i prezzi allo stesso livello, il gas ceduto in applicazione della misura sarebbe venduto, in sessioni ad asta, a prezzi più elevati di quelli previsti contrattualmente (TTF). Ai sensi del comma 1, lettera a) numero 3) in questi casi i maggiori proventi devono essere retrocessi da parte degli operatori selezionati a SNAM, generando un beneficio per il sistema che viene retrocesso, ai sensi del comma 2, all'abbattimento degli oneri di trasporto gas.

L'articolo 11 (*Disposizioni urgenti per la competitività delle imprese e la decarbonizzazione delle industrie*), **al comma 1**, apporta modificazioni all'articolo 16 del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 aprile 2022, n. 34, allo scopo di rendere il meccanismo di approvvigionamento di lungo termine (cosiddetto di "*gas release*") ivi previsto più chiaro, concreto ed efficace, in modo da incentivare la partecipazione dei titolari delle concessioni potenzialmente aderenti. In tal modo, potrà, quindi, favorirsi un'estensione della platea dei partecipanti al meccanismo, con un conseguente incremento della produzione di gas offerto a beneficio delle industrie energivore.

In particolare, la determinazione del quantitativo di gas che i partecipanti alla procedura devono offrire corrisponderà ai volumi di produzione medi annui attesi, calcolati sui primi cinque anni del profilo di produzione stimato dall'operatore, in linea con la durata contrattuale prevista.

Ciascun contitolare della medesima concessione potrà partecipare individualmente alle procedure del meccanismo di "*gas release*", ampliando il numero dei potenziali offerenti.

È stata introdotta una semplificazione per la decorrenza della disponibilità del quantitativo di diritti sul gas, conferiti dai produttori al GSE per un periodo quinquennale, che interviene sul meccanismo



temporale di attivazione, sostituendo il criterio precedente, articolato e differito, con una decorrenza immediata legata alla stipula contrattuale. L'adozione della nuova formulazione elimina la potenziale dilazione temporale e le condizionalità legate alla data di stipula, garantendo al GSE l'accesso e l'usufruità del quantitativo di diritti sul gas con effetto istantaneo a partire dalla sottoscrizione del contratto con i produttori.

Il procedimento unico per il rilascio degli atti amministrativi, funzionali alla stipula dei contratti, è stato esteso anche alle proroghe delle concessioni, con l'obiettivo di superare l'attuale improduttività. Inoltre, nella fase di valutazione ambientale, sono stati ottimizzati i tempi di valutazione per più progetti, anche sulla base di eventuali analisi pregresse condotte sulla medesima area.

E' stata ottimizzata inoltre l'efficacia amministrativa del meccanismo di *gas release* agendo sulla natura dei contratti: essa subordina l'efficacia degli atti amministrativi alla stipula dei contratti tra GSE e produttori *upstream* e, al contempo, garantisce la continuità operativa del processo isolando la filiera produttiva dalle defezioni dei clienti finali tramite l'obbligo di allocazione del gas da parte del GSE e la previsione di un meccanismo di subentro per assicurare il buon esito della cessione dei diritti.

Sono stati altresì introdotti chiarimenti per garantire il trasferimento totale dei benefici economici dai contratti GSE ai clienti finali aggregati, consentendo solo il recupero dei costi operativi riconosciuti per l'aggregazione, rafforzando così la trasparenza e la tutela contro indebite ritenzioni da parte degli aggregatori.

È stato, inoltre, ridefinito l'assetto di mitigazione del rischio del meccanismo, spostando il focus dalla potenziale emissione di garanzie da parte del GSE alla rigorosa acquisizione di garanzie oggettive dai clienti finali, garantendo il meccanismo della neutralità degli oneri di sistema.

Si prevede, altresì, lo scorporo della quota delle *royalties* dal costo di produzione da asseverare, aggiungendo tale aliquota al prezzo di offerta in fase di allocazione dei diritti sul mercato del gas. Questa modifica si basa sul fatto che l'ammontare delle *royalties* deriva da una procedura di calcolo predefinita che non richiede asseverazione.

Sulla base delle modifiche apportate dall'articolo in esame, il produttore titolare beneficerà di una maggiore chiarezza in merito agli oneri e ai profitti associati alla partecipazione.

Tali interventi mirano tutti a incrementare l'adesione alle procedure e, di conseguenza, l'offerta di gas ai clienti finali.

Il **comma 1** non comporta pertanto nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, né alcun aggravio sugli utenti gas, in quanto la norma non modifica la struttura del meccanismo. Come nella precedente versione, l'allocazione ai clienti finali è prevista tramite procedure concorsuali nelle quali il prezzo, comprensivo della quota delle *royalties*, utilizzato come base per le aste di allocazione del gas ai clienti finali è il medesimo prezzo riconosciuto ai produttori in sede di ritiro del gas.

L'articolo **11**, al **comma 2**, introduce delle modifiche all'articolo *5-bis* del decreto-legge 15 maggio 2024, n. 63, convertito con legge 12 luglio 2024, n. 101, recante misure urgenti per garantire la continuità produttiva agli impianti di biogas e biometano alimentati con biomasse agricole.

La disposizione, al comma 2, lettera *a*), interviene sulle modalità con cui i privati, produttori di biometano e soggetti industriali *hard to abate*, definiscono la contrattualizzazione dei volumi di biometano, al fine di evitare comportamenti elusivi delle disposizioni vigenti in materia di



annullamento del valore delle garanzie di origine da parte dei produttori di biometano che si ripercuote negativamente nella definizione del prezzo di acquisto da parte dei soggetti industriali hard to abate.

Al comma 2, lettera b) si prevede che gli operatori possano avvalersi di clausole contrattuali *standard* rese disponibili dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA), su proposta del GSE. La definizione di clausole contrattuali standard, così come l'attività di monitoraggio da parte del GSE e di vigilanza da parte dell'ARERA avvengono nell'ambito delle ordinarie attività dei predetti soggetti e già svolte con le risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente. Il GSE, inoltre, può svolgere, le attività di aggregazione della domanda e dell'offerta di biometano nell'ambito delle attività istituzionali che svolge in tale settore, senza necessitare di ulteriori risorse per l'espletamento di tali attività.

Il **comma 3** dell'articolo **11** chiarisce l'ambito di applicazione delle disposizioni introdotte al comma 2 che riguardano i contratti sottoscritti a decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

Il **comma 4** dell'articolo **11**, nelle more di una definizione organica della disciplina della filiera delle attività di cattura, trasporto, utilizzo e stoccaggio del biossido di carbonio (CCUS) e dell'attribuzione all'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) di apposite competenze regolatorie, reca disposizioni urgenti volte a far sì che ARERA definisca un quadro preliminare di principi e criteri per l'accesso alla rete di trasporto e ai siti di stoccaggio nonché per la contabilizzazione delle emissioni di biossido di carbonio oggetto di cattura e conferimento alla rete e ai siti medesimi.

La finalità principale della disposizione è quella di avviare da subito la definizione delle principali regole funzionali, una volta che si proceda alla piena regolazione del settore, a garantire la tutela degli utenti (operatori che effettuano la cattura della CO₂), la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore, assicurando al contempo la qualità del servizio. L'ARERA, in quanto autorità indipendente, interviene per definire un quadro preliminare di principi e criteri. Pertanto, le attività previste in capo all'ARERA ai sensi della norma in esame rientrano tra le attribuzioni istituzionali dell'Autorità medesima.

La disposizione specifica che ARERA provvede all'attuazione di quanto disciplinato con le risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente. Per quanto sopra detto, dall'attuazione del comma 4 non derivano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

L'**articolo 12** disciplina l'entrata in vigore del provvedimento.





*Ministero
dell'Economia e delle Finanze*

DIPARTIMENTO DELLA RAGIONERIA GENERALE DELLO STATO

VERIFICA DELLA RELAZIONE TECNICA

La verifica della presente relazione tecnica, effettuata ai sensi e per gli effetti dell'art. 17, comma 3, della legge 31 dicembre 2009, n. 196 ha avuto esito Positivo.

Il Ragioniere Generale dello Stato

Firmato digitalmente

20/02/2026

Daria Perrotta



Decreto-legge "Misure urgenti per la riduzione del costo dell'energia elettrica e del gas in favore delle famiglie e delle imprese, per la competitività delle imprese, per la competitività delle imprese, nonché disposizioni urgenti in materia di risoluzione della saturazione virtuale delle reti elettriche, di integrazione dei centri di elaborazione dati nel sistema elettrico" (milioni di euro)														
Articolo	Comma	Lettera	Descrizione	E/S	Natura	Saldo netto da finanziare			Fabbisogno			Indebitamento netto		
						2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
1	1		Contributo straordinario del valore di 115 euro per le forniture di energia elettrica relative ai titolari del bonus sociale, di cui all'art. 1, c. 375, della L. 266/2005	S	C	315.0			315.0			315.0		
1	4	a)	Utilizzo delle risorse finalizzate alla cattura e allo stoccaggio geologico sicuri sotto il profilo ambientale di CO2, di cui all'art. 23, c. 7, lett. h), del D.Lgs. 47/2020	S	K	-100.0			-100.0			-100.0		
1	4	b)	Utilizzo delle risorse destinate a favorire il passaggio a modalità di trasporto pubblico a basse emissioni, di cui all'art. 23, c. 7, lett. i), del D.Lgs. 47/2020	S	K	-63.0			-63.0			-63.0		
1	4	c)	Utilizzo delle risorse finalizzate alla copertura dei costi di incentivazione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, di cui all'art. 15, c. 1, del D.Lgs. 199/2021	S	K	-67.0			-67.0			-67.0		
1	4	d)	Utilizzo delle risorse del Fondo nazionale per l'efficienza energetica, di cui all'art. 15, c. 1, del D.Lgs. 102/2014	S	K	-55.0			-55.0			-55.0		
1	4	e)	Utilizzo delle risorse destinate al sostegno delle azioni e delle infrastrutture funzionali all'abbandono del carbone nella generazione termoelettrica, di cui all'art. 23, c. 7, lett. r), del D.Lgs. 47/2020	S	K	-10.0			-10.0			-10.0		
1	4	f)	Utilizzo delle risorse finalizzate alla ricerca e allo sviluppo dell'efficienza energetica e delle tecnologie pulite, di cui all'art. 23, c. 7, lett. l), del D.Lgs. 47/2020	S	K	-20.0			-20.0			-20.0		
2	1-3		Rimodulazione del fabbisogno relativo al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione (ASOS), a seguito dell'adesione volontaria alla revisione degli schemi di incentivo (riduzione dell'intensità ed estensione delle convenzioni) da parte dei soggetti responsabili degli impianti che beneficiano di premi fissi secondo i meccanismi dei conti energia I-IV, aventi una potenza superiore a 20 kW e con incentivi in scadenza a decorrere dal 1° gennaio 2029	S	C				-146.0	-292.0		-146.0	-292.0	
2	1-3		Riduzione della componente ASOS delle bollette elettriche applicata alle utenze non domestiche, connessa all'adesione volontaria alla revisione degli schemi di incentivo	E	T				-146.0	-292.0		-146.0	-292.0	



Decreto-legge "Misure urgenti per la riduzione del costo dell'energia elettrica e del gas in favore delle famiglie e delle imprese, per la competitività delle imprese e per la decarbonizzazione delle industrie, nonché disposizioni urgenti in materia di risoluzione della saturazione virtuale delle reti elettriche, di integrazione dei centri di elaborazione dati nel sistema elettrico" (milioni di euro)														
Articolo	Comma	Lettera	Descrizione	E/S	Natura	Saldo netto da finanziare			Fabbisogno			Indebitamento netto		
						2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
2	4		Rimodulazione del fabbisogno ASOS, a seguito dell'adesione volontaria all'opzione di uscita anticipata e rifacimento integrale (con successivo beneficio del meccanismo di supporto per gli incrementi di potenza determinati dal rinnovamento degli impianti) da parte dei soggetti responsabili degli impianti che beneficiano di premi fissi secondo i meccanismi dei conti energia I-V, aventi una potenza superiore a 20 kW	S	C						-1.999,0			-1.999,0
2	4		Riduzione della componente ASOS delle bollette elettriche applicata alle utenze non domestiche, connessa all'opzione di uscita anticipata e rifacimento integrale	E	T						-1.999,0			-1.999,0
3	1		Incremento del 2 per cento dell'aliquota IRAP di cui all'art. 16, c. 1, del D.Lgs. 446/1997, applicabile alle imprese del comparto energetico ovvero ai soggetti che svolgono, in via prevalente, attività economiche individuate nelle divisioni 6, 9, 19, 35 e 49 della classificazione ATECO - IRAP	E	T				469,6	552,5	82,9	469,6	552,5	82,9
3	1		Incremento del 2 per cento dell'aliquota IRAP di cui all'art. 16, c. 1, del D.Lgs. 446/1997, applicabile alle imprese del comparto energetico ovvero ai soggetti che svolgono, in via prevalente, attività economiche individuate nelle divisioni 6, 9, 19, 35 e 49 della classificazione ATECO - IRAP	S	C	-469,6	-552,5	-82,9						
3	1		Incremento del 2 per cento dell'aliquota IRAP di cui all'art. 16, c. 1, del D.Lgs. 446/1997, applicabile alle imprese del comparto energetico ovvero ai soggetti che svolgono, in via prevalente, attività economiche individuate nelle divisioni 6, 9, 19, 35 e 49 della classificazione ATECO - recupero deducibilità IRAP versata - IRES	E	T		-7,1	-8,4		-7,1	-8,4		-7,1	-8,4
3	3		Riduzione della componente ASOS delle bollette elettriche applicata alle utenze non domestiche	E	T				-469,6	-545,4	-74,5	-469,6	-545,4	-74,5
3	3		Compensazione da erogare a favore di CSEA a fronte della riduzione della componente ASOS delle bollette elettriche applicata alle utenze non domestiche	S	C	469,6	545,4	74,5						
3	4		Riduzione del Fondo per gli interventi strutturali di politica economica, di cui all'art. 10, c. 5, del D.L. 282/2004	S	C									
4	12		Premialità riconosciuta da Acquirente unico S.p.A., nell'ambito del servizio di aggregazione, ai soggetti individuati ai sensi del c. 13 (impianti di potenza superiore ai 20kW che abbiano beneficiato di specifici schemi di supporto) al termine del periodo di incentivazione, pari al 15% della differenza (se positiva) tra la media annua (ponderata sulle quantità contrattualizzate) dei prezzi del mercato spot nella zona in cui è localizzato l'impianto e il prezzo riconosciuto.	S	C						45,0			45,0



Decreto-legge "Misure urgenti per la riduzione del costo dell'energia elettrica e del gas in favore delle famiglie e delle imprese, per la competitività delle imprese e per la decarbonizzazione delle industrie, nonché disposizioni urgenti in materia di risoluzione della saturazione virtuale delle reti elettriche, di integrazione dei centri di elaborazione dati nel sistema elettrico" (milioni di euro)														
Articolo	Comma	Lettera	Descrizione	E/S	Natura	Saldo netto da finanziare			Fabbisogno			Indebitamento netto		
						2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
4	12		Incremento degli oneri generali di sistema riscossi attraverso le bollette elettriche connesso all'erogazione della premialità riconosciuta da Acquirente unico S.p.a.	E	T						45,0			45,0
5	1		Revisione del meccanismo dei prezzi minimi garantiti finalizzata a ridurre il fabbisogno ASOS a sostegno della generazione attraverso impianti alimentati da bioenergie sostenibili - bioliquidi	S	C				-300,0	-463,0	-669,0	-300,0	-463,0	-669,0
5	1		Riduzione della componente ASOS delle bollette elettriche applicata alle utenze non domestiche, connessa alla revisione del meccanismo dei prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da bioliquidi	E	T				-300,0	-463,0	-669,0	-300,0	-463,0	-669,0
5	2		Revisione del meccanismo dei prezzi minimi garantiti finalizzata a ridurre il fabbisogno ASOS a sostegno della generazione attraverso impianti alimentati da bioenergie sostenibili - biogas e biomasse	S	C				-95,0	-204,0	-404,0	-95,0	-204,0	-404,0
5	2		Riduzione della componente ASOS delle bollette elettriche applicata alle utenze non domestiche, connessa alla revisione del meccanismo dei prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da biogas e biomasse	E	T				-95,0	-204,0	-404,0	-95,0	-204,0	-404,0
6	2		Estensione del rimborso a talune componenti degli oneri tariffari (di trasporto) del gas naturale sostenuti dai produttori termoelettrici con riferimento al gas prelevato per la produzione di energia elettrica immessa in rete	S	C					700,0	700,0		700,0	700,0
6	2		Incremento del fabbisogno derivante dalla riduzione della componente ASOS, della componente UPUFT e della rendita di congestione transfrontaliera, connessa alla riduzione dei prezzi dell'energia elettrica attesa a seguito dell'estensione dei rimborsi a favore dei produttori termoelettrici	S	C					390,0	390,0		390,0	390,0
6	2		Incremento degli oneri generali di sistema riscossi attraverso le bollette elettriche a compensazione del maggior fabbisogno complessivamente derivante dall'estensione dei rimborsi	E	T					1,090,0	1,090,0		1,090,0	1,090,0
6	3		Rimborso aggiuntivo a favore dei produttori termoelettrici dei costi derivanti dagli adempimenti connessi alle emissioni ETS	S	C					3,300,0	3,300,0		3,300,0	3,300,0



Decreto-legge "Misure urgenti per la riduzione del costo dell'energia elettrica e del gas in favore delle famiglie e delle imprese, per la competitività delle imprese e per la decarbonizzazione delle industrie, nonché disposizioni urgenti in materia di risoluzione della saturazione virtuale delle reti elettriche, di integrazione dei centri di elaborazione dati nel sistema elettrico" (milioni di euro)												
Articolo	Comma	Lettera	Descrizione	E/S	Natura	Saldo netto da finanziare		Fabbisogno		Indebitamento netto		2028
						2026	2027	2026	2027	2026	2027	
6	3		Incremento del fabbisogno derivante dalla riduzione della componente ASOS, della componente UPLIFT e della rendita di congestione transfrontaliera, connesse alla riduzione dei prezzi dell'energia elettrica attesa a seguito dell'erogazione dei rimborsi aggiuntivi a favore dei produttori termoelettrici	S	C				1.310,0		1.310,0	1.310,0
6	3		Incremento degli oneri generali di sistema riscossi attraverso le bollette elettriche a compensazione dei maggiori fabbisogni complessivamente derivante dall'erogazione dei rimborsi aggiuntivi	E	T				4.610,0		4.610,0	4.610,0
9	1		Valorizzazione a mercato del gas stoccato dal Gestore dei servizi energetici - GSE S.p.A, di cui all'art. 5-bis, del D.L. 50/2022, e versamento delle risorse rinvenienti alla Casa per i servizi energetici e ambientali (CSEA)	S	K					-290,0		
9	1		Valorizzazione a mercato del gas stoccato dal Gestore dei servizi energetici - GSE S.p.A, di cui all'art. 5-bis, del D.L. 50/2022, e versamento delle risorse rinvenienti alla Casa per i servizi energetici e ambientali (CSEA)	E	EXT			290,0				
9	2		Valorizzazione a mercato del gas stoccato da SNAM, di cui all'art. 1, c. 1, del decreto del Ministro della transizione ecologica 22 giugno 2022, e versamento delle risorse rinvenienti alla Casa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), al lordo delle risorse utilizzate a copertura degli eventuali oneri generati dal servizio di liquidità, di cui all'art. 10, c.2	S	K					-319,0		
9	2		Valorizzazione a mercato del gas stoccato da SNAM, di cui all'art. 1, c. 1, del decreto del Ministro della transizione ecologica 22 giugno 2022, e versamento delle risorse rinvenienti alla Casa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), al lordo delle risorse utilizzate a copertura degli eventuali oneri generati dal servizio di liquidità, di cui all'art. 10, c.2	E	EXT			319,0				
9	3		Riduzione degli oneri di sistema e delle ulteriori componenti tariffarie di trasporto e distribuzione gas per il periodo che intercorre tra il 1° aprile 2026 e il 31 dicembre 2026, a favore dei clienti finali di trattamento connessi alla rete di trasporto, dei clienti finali gasvitori connessi alla rete di distribuzione nonché di altri clienti finali limitatamente ai consumi superiori a 80.000 smc/anno, connessa alla valorizzazione degli stoccaggi di gas	E	T			-409,0		-409,0		
10	2		Introduzione di un servizio di liquidità da parte dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA)	S	C				200,0		200,0	
Entrate						0,0	-7,1	-8,4	4.741,0	-950,0	4.741,0	2.673,0
Spese						0,0	-7,1	-8,4	4.741,0	-950,0	4.741,0	2.673,0
SALDO						0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0



DISEGNO DI LEGGE

—

Art. 1.

1. È convertito in legge il decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21, recante misure urgenti per la riduzione del costo dell'energia elettrica e del gas in favore delle famiglie e delle imprese, per la competitività delle imprese e per la decarbonizzazione delle industrie, nonché disposizioni urgenti in materia di risoluzione della saturazione virtuale delle reti elettriche e di integrazione dei centri di elaborazione dati nel sistema elettrico.

2. La presente legge entra in vigore il giorno successivo a quello della sua pubblicazione nella *Gazzetta Ufficiale*.

Decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 42 del 20 febbraio 2026.

Misure urgenti per la riduzione del costo dell'energia elettrica e del gas in favore delle famiglie e delle imprese, per la competitività delle imprese e per la decarbonizzazione delle industrie, nonché disposizioni urgenti in materia di risoluzione della saturazione virtuale delle reti elettriche e di integrazione dei centri di elaborazione dati nel sistema elettrico.

IL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA

Visti gli articoli 77 e 87, quinto comma, della Costituzione;

Visto il Trattato sul funzionamento dell'Unione europea;

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

Visto il regolamento delegato (UE) 2024/1364 della Commissione europea, del 14 marzo 2024, sulla prima fase dell'istituzione di un sistema comune di classificazione dell'Unione per i centri dati;

Vista la 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;

Visto il Regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso;

Vista la legge 7 agosto 1990, n. 241, recante « Nuove norme in materia di procedimento amministrativo e di diritto di accesso ai documenti amministrativi »;

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 25 novembre 1996, n. 625, recante « Attuazione della direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi »;

Visto il decreto legislativo 15 dicembre 1997, n. 446, recante « Istituzione dell'imposta regionale sulle attività produttive, revisione degli scaglioni, delle aliquote e delle detrazioni dell'Irpef e istituzione di una addizionale regionale a tale imposta, nonché riordino della disciplina dei tributi locali »;

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

Visto il decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327, recante « Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per pubblica utilità »;

Visto il decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290, recante « Disposizioni urgenti per la sicurezza e lo sviluppo del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica »;

Visto il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, recante « Disposizioni in materia di remunerazione delle capacità di produzione di energia elettrica »;

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

Visto il decreto-legge 29 novembre 2004, n. 282, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 dicembre 2004, n. 307, recante « Disposizioni urgenti in materia fiscale e di finanza pubblica »;

Vista la legge 23 dicembre 2005, n. 266, recante « Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato »;

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

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

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

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

Visto il decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 aprile 2022, n. 34, recante « Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali »;

Visto il decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50, convertito, con modificazioni, dalla legge 15 luglio 2022, n. 91, recante « Misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina »;

Visto il decreto-legge 10 agosto 2023, n. 104, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 ottobre 2023, n. 136, recante « Disposizioni urgenti a tutela degli utenti, in materia di attività economiche e finanziarie e investimenti strategici »;

Visto il decreto-legge 29 settembre 2023, n. 131, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 novembre 2023, n. 169, recante « Misure urgenti in materia di energia, interventi per sostenere il potere di acquisto e a tutela del risparmio »;

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

Vista la legge 30 dicembre 2023, n. 213, recante « Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2024 e bilancio pluriennale per il triennio 2024-2026 »;

Visto il decreto-legge 15 maggio 2024, n. 63, convertito, con modificazioni, dalla legge 12 luglio 2024, n. 101, recante « Disposizioni urgenti per le imprese agricole, della pesca e dell'acquacoltura, nonché per le imprese di interesse strategico nazionale »;

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

Visto il decreto legislativo 26 novembre 2025, n. 178, recante « Disposizioni integrative e correttive al decreto legislativo 25 novembre 2024, n. 190, recante "Disciplina dei regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili, in attuazione dell'articolo 26, commi 4 e 5, lettera *b*) e *d*), della legge 5 agosto 2022, n. 118" »;

Vista la legge 30 dicembre 2025, n. 199, recante « Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2026 e bilancio pluriennale per il triennio 2026-2028 »;

Visto il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004, recante « Criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione », pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 115 del 18 maggio 2004;

Visto il decreto del Ministro delle attività produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio 28 luglio 2005, recante « Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare », pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 181 del 5 agosto 2005;

Visto il decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 19 febbraio 2007, recante « Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 », pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 45 del 23 febbraio 2007;

Visto il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 18 dicembre 2008, recante « Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244 », pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 1 del 2 gennaio 2009;

Visto il decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 6 agosto 2010, recante « Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare », pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 197 del 24 agosto 2010;

Visto il decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 5 maggio 2011, recante « Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici » pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 109 del 12 maggio 2011;

Visto il decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 5 luglio 2012, recante « Attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (c.d. Quinto Conto Energia) », pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 159 del 10 luglio 2012;

Visto il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 6 luglio 2012, recante « Attuazione dell'art. 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici », pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 159 del 10 luglio 2012;

Visto il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 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;

Visto il decreto del Ministro della transizione ecologica 22 giugno 2022, recante « Disposizioni in materia di sicurezza del sistema nazionale del gas naturale », pubblicato nel Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse n. 6 del 30 giugno 2022;

Visto il decreto del Ministro della transizione ecologica 15 settembre 2022, recante « Attuazione degli articoli 11, comma 1 e 14, comma 1, lettera b), del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, al fine di sostenere la produzione di biometano immesso nella rete del gas naturale, in coerenza con la Missione 2, Componente 2, Investimento 1.4, del PNRR », pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 251 del 26 ottobre 2022;

Ritenuta la straordinaria necessità e urgenza di intervenire in favore delle famiglie e delle imprese per la riduzione del costo di acquisto dell'energia elettrica e del gas naturale;

Ritenuta la straordinaria necessità e urgenza di introdurre disposizioni volte a garantire la competitività delle imprese e la decarbonizzazione delle industrie, anche attraverso la contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;

Ritenuta la straordinaria necessità e urgenza di introdurre misure finalizzate a favorire la risoluzione della saturazione virtuale delle reti elettriche e di integrazione dei centri di elaborazione dati nel sistema elettrico;

Vista la deliberazione del Consiglio dei ministri, adottata nella riunione del 18 febbraio 2026;

Sulla proposta del Presidente del Consiglio dei ministri e del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con i Ministri dell'economia e delle finanze e delle imprese e del *made in Italy*;

EMANA

il seguente decreto-legge:

CAPO I

MISURE URGENTI IN MATERIA DI ENERGIA ELETTRICA

Articolo 1.

(Misure straordinarie volte a sostenere i costi di acquisto dell'energia elettrica delle famiglie)

1. Per l'anno 2026, ai fini del riconoscimento di un contributo straordinario del valore di 115 euro per le forniture di energia elettrica relative ai titolari, alla data di entrata in vigore del presente decreto, del *bonus* sociale, istituito ai sensi dell'articolo 1, comma 375, della legge 23 dicembre 2005, n. 266, si provvede con delibera dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, nel limite di spesa di 315 milioni di euro per l'anno 2026, da trasferire alla Cassa per i servizi energetici e ambientali.

2. Per ciascuno degli anni 2026 e 2027, i venditori di energia elettrica possono riconoscere ai propri clienti domestici residenti, che non siano titolari del *bonus* sociale istituito ai sensi dell'articolo 1, comma 375, della legge 23 dicembre 2005 n. 266, e con ISEE annuale non superiore a 25.000 euro, un contributo straordinario a copertura di acquisto dell'energia elettrica. Il valore economico del contributo di cui al primo periodo è pari alla componente PE a copertura dei costi di acquisto dell'energia di cui alla Delibera ARERA n. 428/25/R/eel applicata ai consumi del primo bimestre dell'anno, per i clienti con forniture attive al 1° gennaio del medesimo anno, o del primo bimestre di fornitura per i clienti attivati successivamente, e comunque entro il 31 maggio di ciascun anno. Il contributo di cui al primo periodo è riconosciuto purché i consumi del bimestre di cui al secondo periodo non siano

superiori a 0,5 MWh, e i consumi registrati nei dodici mesi antecedenti al termine del medesimo bimestre risultino inferiori a 3 MWh. Il contributo è riconosciuto come sconto sulle condizioni contrattuali applicate dal venditore titolare delle forniture nel bimestre di cui al secondo periodo nelle fatturazioni relative ai consumi del quinto mese successivo al medesimo bimestre. Con apposita deliberazione, da adottarsi entro 30 giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, l'ARERA definisce le modalità applicative del primo periodo, al fine di promuovere la trasparenza delle informazioni e la tutela dei consumatori.

3. Ai venditori che aderiscono a quanto previsto dal comma 2 è rilasciata una attestazione che può essere utilizzata anche a fini commerciali. Con la medesima delibera di cui al comma 2, l'ARERA definisce le modalità di rilascio delle attestazioni e le forme di pubblicazione delle stesse sul proprio portale istituzionale. L'ARERA monitora nel biennio 2026-2027 l'applicazione delle disposizioni di cui al comma 2 e di cui al primo periodo del presente comma.

4. Agli oneri di cui al comma 1, pari a 315 milioni di euro per l'anno 2026, si provvede:

a) quanto a 100 milioni di euro mediante utilizzo delle risorse iscritte nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, ai sensi dell'articolo 23, comma 7, lettera h), del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47;

b) quanto a 63 milioni di euro mediante utilizzo delle risorse iscritte nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, ai sensi dell'articolo 23, comma 7, lettera i), del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47;

c) quanto a 67 milioni di euro mediante utilizzo delle risorse iscritte nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, ai sensi dell'articolo 15, comma 1, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;

d) quanto a 55 milioni di euro mediante utilizzo delle risorse iscritte nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, ai sensi dell'articolo 15, comma 1, del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102;

e) quanto a 10 milioni di euro mediante utilizzo delle risorse iscritte nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, ai sensi dell'articolo 23, comma 7, lettera r), del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47;

f) quanto a 20 milioni di euro mediante utilizzo delle risorse iscritte nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, ai sensi dell'articolo 23, comma 7, lettera l), del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47.

5. Le risorse di cui al comma 1, non utilizzate entro la fine dell'anno 2026, sono versate all'entrata del bilancio dello Stato e restano acquisite all'erario.

Articolo 2.

(Misure urgenti per la riduzione della componente ASOS delle bollette elettriche e il sostegno alle utenze non domestiche)

1. Al fine di garantire un costo delle bollette elettriche accessibile e favorire, al contempo, una migliore sostenibilità delle politiche di supporto alle energie rinnovabili i soggetti responsabili degli impianti fotovoltaici aventi potenza nominale incentivata superiore a 20 kW che beneficiano di premi fissi derivanti dal meccanismo del Conto energia con scadenza a decorrere dal 1° gennaio 2029, non dipendenti dai prezzi di mercato, riconosciuti dal Gestore dei servizi energetici – GSE S.p.A., in attuazione del decreto del Ministro delle attività produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio 28 luglio 2005, e dei decreti del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010 e 5 maggio 2011, possono aderire esclusivamente su base volontaria ad uno dei seguenti schemi:

a) la tariffa premio è riconosciuta per un valore pari all'85 per cento rispetto al valore spettante nel periodo che intercorre tra il secondo semestre dell'anno 2026 e il 31 dicembre 2027;

b) la tariffa premio è riconosciuta per un valore pari al 70 per cento rispetto al valore spettante nel periodo che intercorre tra il secondo semestre dell'anno 2026 e il 31 dicembre 2027.

2. Ai soggetti responsabili che aderiscono ad uno degli schemi di cui al comma 1 è riconosciuta un'estensione delle convenzioni, aventi ad oggetto gli impianti per cui hanno aderito, di un periodo pari a 3 mesi, nel caso di cui al comma 1, lettera a) e di un periodo pari a 6 mesi nel caso di cui al comma 1, lettera b). Per il periodo oggetto di estensione, il GSE applica una tariffa pari alla media delle tariffe premio oggetto di riduzione ai sensi del comma 1.

3. I soggetti di cui al comma 1 comunicano entro il 31 maggio 2026 l'eventuale adesione allo schema di cui al comma 1 al GSE, che provvede all'aggiornamento delle relative convenzioni.

4. I soggetti responsabili degli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW, che beneficiano di premi fissi derivanti dal meccanismo del Conto energia, non dipendenti dai prezzi di mercato, riconosciuti dal Gestore dei servizi energetici – GSE S.p.A., in attuazione del decreto del Ministro delle attività produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio 28 luglio 2005, e dei decreti del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010 e 5 maggio 2011, possono optare, entro il 30 settembre 2026, per la fuoriuscita dai relativi meccanismi di incentivazione alle seguenti condizioni:

a) la fuoriuscita è consentita, a decorrere dal 1° gennaio 2028, ad un numero di impianti la cui potenza complessiva non superi i 10 GW;

b) è garantita la priorità di fuoriuscita per gli impianti che hanno aderito ad uno degli schemi di cui al comma 1, con le seguenti modalità:

1) a tali impianti è riconosciuto un corrispettivo, espresso in euro per MW, e determinato dal GSE per ciascun impianto, pari al 90

per cento del valore attualizzato dei flussi di cassa residui degli incentivi spettanti nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2028 e il termine di cessazione del contratto di incentivazione. I corrispettivi sono calcolati assumendo, come stima della produzione attesa, la media della produzione storica dell'impianto dell'ultimo quinquennio;

2) i flussi di cassa di cui al numero 1), sono attualizzati utilizzando un tasso determinato dal GSE avendo a riferimento il costo del capitale di rischio che caratterizza gli investimenti in impianti fotovoltaici oggetto della procedura;

c) per l'eventuale potenza residua del contingente di cui alla lettera a), gli impianti che non hanno aderito ad uno degli schemi di cui al comma 1 sono selezionati mediante una procedura competitiva, gestita dal GSE, da svolgersi entro il 30 giugno 2027 in forma telematica, nel rispetto dei principi di trasparenza, pubblicità, tutela della concorrenza, e non discriminazione, e con le seguenti modalità:

1) i soggetti richiedenti presentano offerte di ribasso percentuale rispetto al valore base di cui al successivo numero 2);

2) il valore base, espresso in euro per MW, è determinato dal GSE per ciascun impianto, ed è pari al 90 per cento del valore attualizzato dei flussi di cassa residui degli incentivi spettanti nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2028 e il termine di cessazione del contratto di incentivazione; il medesimo valore base è calcolato assumendo, come stima della produzione attesa, la media della produzione storica dell'impianto dell'ultimo quinquennio;

3) i flussi di cassa di cui al numero 2) sono attualizzati utilizzando un tasso determinato dal GSE avendo a riferimento il costo del capitale di rischio che caratterizza gli investimenti in impianti fotovoltaici oggetto della procedura;

4) il GSE ordina le offerte ricevute in senso decrescente rispetto al beneficio atteso per il sistema fino a concorrenza del limite della potenza residua del contingente di cui alla a);

d) la procedura competitiva di cui alla lettera c) si applica agli impianti di cui alla lettera b) nel caso in cui le richieste di fuoriuscita ai sensi della medesima lettera b) superino il limite di potenza complessiva di 10 GW;

e) i soggetti responsabili degli impianti selezionati ai sensi delle lettere b), c) o d), ricevono a decorrere dal 2028, in rate costanti, in un arco temporale decennale, i corrispettivi rivalutati ad un tasso di interesse determinato dal GSE avendo a riferimento il costo medio del capitale che caratterizza gli investimenti in impianti fotovoltaici oggetto della procedura, e comunque non superiore al 6 per cento, a condizione che:

1) gli impianti a fonti rinnovabili siano oggetto, a decorrere dal 1° gennaio 2028 ed entro il 31 dicembre 2030, di interventi di rifacimento integrale che comportino un aumento di potenza tale da garantire valori di producibilità pari almeno al doppio di quella attesa negli anni di incentivazione residua dell'impianto esistente;

2) per la realizzazione degli interventi di cui al numero 1) siano utilizzati esclusivamente moduli fotovoltaici iscritti al registro di cui all'articolo 12 del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, che corrispondano ai requisiti di carattere territoriale e tecnico di cui al comma 1, lettere *b)* e *c)* del medesimo articolo 12;

3) nel caso di impianti con moduli collocati a terra in area agricola, gli interventi di rifacimento integrale di cui al numero 1) devono garantire un incremento della producibilità pari ad almeno il 40% rispetto al valore atteso nel periodo di incentivazione residua;

4) nel caso di impianti con moduli non collocati a terra, gli interventi di rifacimento integrale di cui al numero 1) devono garantire un incremento della producibilità pari ad almeno il 40% rispetto al valore atteso nel periodo di incentivazione residua;

5) gli impianti a fonti rinnovabili di cui al numero 1) possono partecipare, a valle della procedura di cui alla lettera *b)*, ai meccanismi di supporto di cui agli articoli 6, 7 e 7-*bis* del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, limitatamente alla potenza corrispondente all'incremento di producibilità ottenuto in esito agli interventi di rifacimento di cui al medesimo numero 1);

6) gli impianti a fonti rinnovabili di cui ai numeri 3) e 4) possono partecipare, a valle della procedura di cui alla lettera *b)*, ai meccanismi di supporto di cui agli articoli 6, 7 e 7-*bis* del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, limitatamente alla potenza corrispondente all'incremento di producibilità ottenuto in esito agli interventi di rifacimento di cui ai medesimi numeri;

7) l'energia elettrica prodotta ed immessa in rete, ascrivibile alla potenza residua rispetto a quanto previsto ai numeri 5) e 6), deve essere oggetto di contrattualizzazione a termine, anche attraverso i meccanismi di cui all'articolo 28 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, o di incentivazione mediante meccanismi di supporto di cui agli articoli 6, 7 e 7-*bis* del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 compatibilmente con la normativa europea in materia di aiuti di Stato;

8) i corrispettivi di cui alla lettera *e)* del presente comma possono essere erogati nell'ambito dei contratti attuativi dei meccanismi di supporto di cui agli articoli 6, 7 e 7-*bis* del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;

5. Al fine di favorire gli interventi di rifacimento integrale di cui al comma 4, alla sezione II dell'allegato A al decreto legislativo 25 novembre 2024, n. 190, dopo la lettera *a-bis)* è inserita la seguente:

«*a-ter)* rifacimento integrale di impianti solari fotovoltaici esistenti, abilitati o autorizzati, che insistano su aree industriali, a condizione che, a seguito dell'intervento medesimo, l'impianto continui a ricadere interamente in area industriale, a prescindere dalla potenza risultante; ».

6. Con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, da adottare entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del

presente decreto, sono stabilite le modalità di attuazione del comma 4, ivi incluse le modalità operative per l'espletamento della procedura competitiva di cui al comma 4, lettera *c*), le modalità di contrattualizzazione degli impegni assunti dai soggetti richiedenti, nonché i casi di revoca o decadenza dal beneficio di cui al comma 4, lettera *e*).

7. Entro 30 giorni dall'entrata in vigore del presente decreto, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA) con propria deliberazione adeguata, a decorrere dalle fatturazioni effettuate nel mese di marzo 2026 da parte delle imprese esercenti il servizio di distribuzione dell'energia elettrica, le tempistiche di versamento alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), da parte delle medesime imprese, del gettito delle componenti tariffarie ASOS e ARIM, di cui all'articolo 5.1 dell'Allegato A alla Delibera 618/2023/R/com e s.m.i., allineandole alle tempistiche di versamento delle medesime componenti previste per gli esercenti l'attività di vendita dell'energia elettrica.

8. L'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) con propria deliberazione determina le modalità con cui riconoscere il beneficio derivante dall'attuazione dei commi 1, 4 e 7 del presente articolo, in modo tale da ridurre la componente della spesa per gli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione (ASOS) applicata all'energia prelevata alle utenze non domestiche, ad esclusione di quelle relative all'illuminazione pubblica, in bassa tensione per altri usi e alle utenze non domestiche in media, alta e altissima tensione, ad esclusione dei prelievi che godono del regime tariffario speciale di cui all'articolo 29 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, e ad esclusione delle utenze che sono iscritte nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), ai sensi dell'articolo 3 del decreto-legge 29 settembre 2023, n. 131, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 novembre 2023, n. 169.

Articolo 3.

(Disposizioni in materia di aliquota IRAP per le imprese del comparto energetico)

1. Per il periodo d'imposta successivo a quello in corso al 31 dicembre 2025 e per quello successivo, l'aliquota di cui all'articolo 16, comma 1 e 1-bis, del decreto legislativo 15 dicembre 1997, n. 446, è aumentata di due punti percentuali per i soggetti esercenti, in via prevalente, le attività economiche individuate dai codici ATECO di cui alla tabella 1 allegata al presente decreto.

2. Nella determinazione dell'acconto dovuto per il periodo d'imposta successivo a quello in corso al 31 dicembre 2025 si assume, quale imposta del periodo precedente, quella che si sarebbe determinata applicando le disposizioni di cui al comma 1.

3. Le risorse derivanti dal comma 1, valutate in 469,6 milioni di euro nell'anno 2026, 545,4 milioni di euro nell'anno 2027 e 74,5 milioni di euro nell'anno 2028 sono destinate alla riduzione della componente

della spesa per gli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione (ASOS) applicata all'energia prelevata alle utenze non domestiche, ad esclusione di quelle relative all'illuminazione pubblica, in bassa tensione per altri usi e alle utenze non domestiche in media, alta e altissima tensione, ad esclusione dei prelievi che godono del regime tariffario speciale di cui all'articolo 29 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, e ad esclusione delle utenze che sono iscritte nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), ai sensi dell'articolo 3 del decreto-legge 29 settembre 2023, n. 131, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 novembre 2023, n. 169.

4. Agli oneri derivanti dal comma 1, valutati in 7,1 milioni di euro per l'anno 2027, 8,4 milioni di euro per l'anno 2028 e 1,3 milioni di euro per l'anno 2029, si provvede, quanto a 7,1 milioni di euro per l'anno 2027, 8,4 milioni di euro per l'anno 2028, mediante corrispondente utilizzo di quota parte delle maggiori entrate e delle minori spese derivante dal comma 1, e, quanto a 1,3 milioni di euro per l'anno 2029, mediante corrispondente riduzione del Fondo per gli interventi strutturali di politica economica di cui all'articolo 10, comma 5, del decreto-legge 29 novembre 2004, n. 282, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 dicembre 2004, n. 307.

Articolo 4.

(Disposizioni urgenti per promuovere la contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte delle imprese)

1. Al fine di favorire la contrattazione a lungo termine di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte delle imprese, ivi comprese le piccole e medie imprese, la bacheca di cui all'articolo 28, comma 1 del decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199, è adeguata prevedendo apposite sezioni dedicate, dal lato della domanda, per la stipula di contratti di durata non inferiore a tre anni. La contrattazione di cui al primo periodo può avvenire, anche in forma aggregata, in funzione dell'ubicazione, del profilo dei consumi, ovvero dell'appartenenza a settori merceologici. La bacheca di cui al primo periodo promuove, dal lato dell'offerta, la contrattualizzazione a lungo termine dell'energia elettrica non già oggetto di contrattualizzazione nell'ambito dei meccanismi di supporto per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

2. I contratti sono stipulati tra le parti al di fuori della bacheca di cui al comma 1, anche con il supporto del GSE, e sono soggetti all'obbligo di registrazione sulla bacheca medesima. Le parti, che soddisfano i requisiti di cui al comma 4, possono richiedere al GSE l'assunzione del ruolo di garante di ultima istanza in relazione ai contratti stipulati ai sensi del comma 1, nel limite delle risorse destinate allo scopo ai sensi dell'articolo 28 del decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199, al netto delle risorse utilizzate dal GSE ai sensi del comma 3.

3. Il GSE individua, nell'ambito delle regole operative di cui al comma 4, e nel rispetto del limite di spesa di cui all'articolo 28, comma

2-ter del decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199, forme di minimizzazione e trasferimento del rischio dei contraenti nell'ambito delle tipologie di contratto definite, anche avvalendosi del supporto di SACE S.p.A., che a tal fine è autorizzata a rilasciare, a favore dello stesso, per la parte eccedente e solo una volta esaurite le risorse destinate alla garanzia di ultima istanza di cui al citato articolo 28, le garanzie di cui all'articolo 1, commi da 259 a 271, della legge 30 dicembre 2023, n. 213, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica. Per l'anno 2026, nell'ambito del limite previsto dall'articolo 3, comma 6, della legge 30 dicembre 2025, n. 199, l'importo massimo degli impegni assumibili da SACE S.p.A. per l'operatività di cui al presente comma è pari a 250 milioni di euro. Per le successive annualità detto importo è fissato con le modalità di cui all'articolo 1, comma 261, quarto periodo, della legge 30 dicembre 2023, n. 213.

4. Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica sono approvate, su proposta del GSE, le regole operative per l'attuazione dei commi 1, 2 e 3 del presente articolo, con riferimento ai requisiti da soddisfare da parte delle imprese per l'accesso alla garanzia di ultima istanza di cui al medesimo comma 3, anche ai fini del rispetto del limite di spesa di cui al comma 2-ter dell'articolo 28 decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199, nonché agli schemi di contratto di adesione al servizio di garanzia di ultima istanza.

5. La società Acquirente unico S.p.a. svolge, secondo condizioni e modalità stabilite dall'ARERA, servizi di aggregazione della domanda di energia elettrica finalizzati a favorire la contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte delle imprese, anche mediante schemi di contratto *standard*, che tengano conto della distribuzione temporale dell'energia oggetto del contratto e degli specifici profili di consumo.

6. Per favorire la massima partecipazione ai meccanismi di cui all'articolo 28 del decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199, l'ARERA, nel definire le condizioni e le modalità per lo svolgimento del servizio di aggregazione di cui al comma 5, adotta specifiche linee guida per i gruppi di acquisto abilitati alla contrattazione collettiva ed a lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

7. Le società del Gruppo GSE assicurano, anche mediante appositi protocolli di intesa con le associazioni territoriali o di categoria delle piccole e medie imprese, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, attività di formazione e divulgazione nei confronti delle piccole e medie imprese in relazione alla contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

8. L'ARERA definisce le modalità attraverso cui le imprese possono approvvigionarsi di energia attraverso contratti di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine ai sensi dell'articolo 4 della Direttiva (UE) 2019/944, come modificato dall'articolo 2 della Direttiva (UE) 2024/1711 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 giugno 2024.

9. Al fine di favorire la decarbonizzazione del settore industriale, attraverso la stipula di contratti a lungo termine di energia elettrica da fonti rinnovabili, i Consorzi per le Aree di Sviluppo Industriale (ASI)

possono individuare superfici da destinare alla realizzazione di impianti di energia elettrica da fonti rinnovabili oggetto di successiva contrattualizzazione a lungo termine. A tal fine, i medesimi Consorzi, possono avvalersi del supporto del GSE, per effettuare:

1) il censimento della disponibilità di coperture o aree pertinenziali funzionali alla realizzazione di impianti fotovoltaici nelle aree dei Consorzi, indicando contestualmente la destinazione catastale;

2) la stima del potenziale dell'autoconsumo istantaneo e delle altre forme di autoconsumo previste dal Titolo IV del decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199;

3) l'analisi della composizione dell'aggregato, espresso su base volontaria, dei consumi dei propri consorziati per la partecipazione ai meccanismi di cui all'articolo 28 decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199.

10. All'articolo 28 decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199, il comma 5 è abrogato.

11. All'articolo 16-*bis* del decreto-legge 1° marzo 2022, n.17, convertito con legge 27 aprile 2022, n. 34, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 1:

1) al primo periodo, le parole: « i costi residuali per l'esercizio » sono sostituite con le seguenti: « i costi per l'esercizio e il mantenimento »;

2) al secondo periodo, le parole: « di cinque anni » sono sostituite dalla seguente: « pluriennale » e la parola: « prodotta » è sostituita dalle seguenti: « immessa in rete »;

b) al comma 2:

1) al primo periodo, le parole: « Prima dello » sono sostituite dalle seguenti: « In modo coordinato con lo »;

2) al secondo periodo, le parole: « prevedendo profili predefiniti e » sono soppresse;

3) dopo il secondo periodo è inserito il seguente: « Le quantità di energia assegnate con le procedure concorsuali di cui al presente comma devono essere equivalenti a quelle assegnate mediante le procedure di cui al comma 1, e i prezzi contrattuali di esercizio definiti in esito alle procedure concorsuali dal lato della domanda devono essere non inferiori al prezzo di esercizio più alto determinato in esito alle procedure di cui al comma 1. »;

4) il quarto periodo è sostituito con il seguente: « Gli eventuali proventi netti derivanti dalle procedure di cui al presente articolo sono destinati alla riduzione degli oneri generali di sistema. ».

12. Agli impianti di cui al comma 13 che, al termine del periodo di incentivazione, siano selezionati, con priorità sulla bacheca di cui all'articolo 28, comma 1 del decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199,

dalla società Acquirente unico S.p.a., nell'ambito del servizio di aggregazione di cui al comma 5 del presente articolo, è corrisposta, su base annuale e sull'energia oggetto del contratto, una premialità pari al quindici per cento della differenza se positiva tra la media annua ponderata, sulle quantità contrattualizzate, dei prezzi del mercato *spot* nella zona in cui è localizzato l'impianto e il prezzo riconosciuto nell'ambito del servizio di aggregazione. La premialità è riconosciuta a valere sugli oneri generali di sistema.

13. Le disposizioni di cui al comma 12 si applicano agli impianti di potenza superiore ai 20 kW che siano stati beneficiari degli schemi di supporto previsti dal decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 18 dicembre 2008, o dal decreto del Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 6 luglio 2012, ivi compresi quelli di cui all'articolo 19 del medesimo decreto, e ad esclusione di quelli che operano in regime di concessione, o dal decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 23 giugno 2016, o dal decreto del Ministro delle attività produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio 28 luglio 2005, o da uno dei decreti del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010, 5 maggio 2011 e 5 luglio 2012.

Articolo 5.

(Misure per la riduzione degli oneri generali di sistema derivanti dalle bioenergie)

1. All'articolo 5 del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito con modificazioni dalla legge 2 febbraio 2024, n. 11 sono apportate le seguenti modificazioni:

a) il comma 1 è abrogato;

b) al comma 2 le parole: « fino alla data di entrata in operatività del meccanismo di cui al comma 1 e comunque non oltre il 31 dicembre 2025 » sono sostituite dalle seguenti: « e sino al 31 marzo 2026 »;

c) dopo il comma 2 è inserito il seguente:

« 2-bis. Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente aggiorna il meccanismo di cui al comma 2 per il periodo che intercorre dal 1° aprile 2026 e il 31 dicembre 2030 sulla base dei seguenti principi e criteri:

a) i prezzi minimi garantiti sono riconosciuti per un numero massimo di ore semestrali, differenziate fra tipologie di impianti, tenendo conto di esigenze di copertura della domanda attesa, delle esigenze di continuità di produzione degli impianti connessi ai siti produttivi anche in assetto di autoproduzione. In particolare, nel caso di impianti di produzione asserviti a un processo produttivo, il numero

massimo di ore semestrali è pari al numero di ore di funzionamento del medesimo processo produttivo, mentre, nel caso degli altri impianti di produzione, il numero massimo di ore semestrali viene definito e aggiornato da Terna al fine di assicurare il contributo alla flessibilità del sistema di questi impianti e di rispettare i vincoli di permanenza in servizio degli impianti stessi, tenendo conto dell'eventuale necessità di utilizzo di combustibili di origine fossile nelle fasi di accensione e spegnimento e della quota massima di utilizzo di tali combustibili prevista dalla normativa vigente;

b) per le finalità di cui alla lettera *a)*, un impianto asservito a un processo produttivo è un impianto direttamente collegato, in termini elettrici nell'ambito di un sistema di distribuzione chiuso o nell'ambito di un sistema semplice di produzione e consumo, e/o termici per la cessione di calore a una utenza termica, a uno stabilimento produttivo gestito da un cliente finale eventualmente diverso dal produttore, che rispetta alternativamente le seguenti condizioni: *i)* l'assenza della sua produzione elettrica o termica non consente l'esecuzione del ciclo produttivo; *ii)* l'assenza della sua produzione elettrica o termica comporta un aggravio di costi per l'esecuzione del ciclo produttivo;

c) il GSE effettua una stima del costo del meccanismo entro la metà del mese antecedente all'inizio di ciascun semestre, a partire dalla previsione relativa al secondo semestre del 2026, da effettuare entro la metà di giugno 2026; qualora dalle valutazioni emerga la possibilità del mancato perseguimento del tendenziale di spesa di cui alla lettera *d)*, il numero delle ore semestrali di cui alla lettera *a)* è ridefinito in riduzione del medesimo numero di ore per tutti gli impianti di produzione per i quali sono riconosciuti i prezzi minimi garantiti, distinguendo tra tipologie di impianti nel rispetto delle seguenti condizioni:

1) la riduzione, per ciascun impianto di produzione, trova applicazione dall'inizio del semestre cui la previsione del GSE si riferisce;

2) l'eventuale riduzione, fino all'azzeramento, avviene prioritariamente per gli impianti di produzione non asserviti a un processo produttivo;

3) la riduzione si applica a decorrere dalla data di scadenza del meccanismo di incentivazione eventualmente in essere;

d) il tendenziale di spesa per gli impianti a bioliquidi, a valere sugli oneri generali di sistema, derivante dall'aggiornamento del meccanismo è pari a 700 milioni di euro per l'anno 2026, ivi compresi gli oneri derivanti dal comma 2, 537 milioni di euro per l'anno 2027, 331 milioni di euro per l'anno 2028, 208 milioni di euro per l'anno 2029, 100 milioni di euro per l'anno 2030. ».

2. All'articolo 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, dopo il comma 8 è inserito il seguente:

« 8-*bis*. Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, l'Autorità di regolazione per energia, reti e

ambiente aggiorna il meccanismo di cui al comma 8 per il periodo che intercorre dal 1° aprile 2026 e il 31 dicembre 2037 sulla base dei seguenti principi e criteri:

a) i prezzi minimi garantiti sono riconosciuti per un numero massimo di ore semestrali, differenziate fra tipologie di impianti, tenendo conto di esigenze di copertura della domanda attesa individuate da Terna, delle esigenze di continuità di produzione degli impianti connessi ai siti produttivi anche in assetto di autoproduzione. In particolare, nel caso di impianti di produzione asserviti a un processo produttivo, il numero massimo di ore semestrali è pari al numero di ore di funzionamento del medesimo processo produttivo, mentre, nel caso degli altri impianti di produzione, il numero massimo di ore semestrali viene definito e aggiornato da Terna al fine di assicurare il contributo alla flessibilità del sistema di questi impianti e di rispettare i vincoli di permanenza in servizio degli impianti stessi, tenendo conto dell'eventuale necessità di utilizzo di combustibili di origine fossile nelle fasi di accensione e spegnimento e della quota massima di utilizzo di tali combustibili prevista dalla normativa vigente;

b) per le finalità di cui alla lettera *a)*, un impianto asservito a un processo produttivo è un impianto direttamente collegato, in termini elettrici nell'ambito di un sistema di distribuzione chiuso o nell'ambito di un sistema semplice di produzione e consumo, e/o termici per la cessione di calore a una utenza termica, a uno stabilimento produttivo gestito da un cliente finale eventualmente diverso dal produttore, che rispetta alternativamente le seguenti condizioni: *i)* l'assenza della sua produzione elettrica o termica non consente l'esecuzione del ciclo produttivo; *ii)* l'assenza della sua produzione elettrica o termica comporta un aggravio di costi per l'esecuzione del ciclo produttivo;

c) il GSE effettua una stima del costo del meccanismo entro la metà del mese antecedente all'inizio di ciascun semestre, a partire dalla previsione relativa al secondo semestre del 2026, da effettuare entro la metà di giugno 2026; qualora dalle valutazioni emerga la possibilità del mancato perseguimento del tendenziale di spesa di cui alle lettere *g)*, *h)* ed *i)*, il numero delle ore semestrali di cui alla lettera *a)* è ridefinito in riduzione del medesimo numero di ore per tutti gli impianti di produzione per i quali sono riconosciuti i prezzi minimi garantiti, distinguendo tra tipologie di impianti nel rispetto delle seguenti condizioni:

1) la riduzione, per ciascun impianto di produzione, trova applicazione dall'inizio del semestre cui la previsione del GSE si riferisce;

2) l'eventuale riduzione, fino all'azzeramento, avviene prioritariamente per gli impianti di produzione non asserviti a un processo produttivo;

3) per gli impianti che hanno rinunciato agli incentivi ai sensi del comma 8, la riduzione si applica a decorrere dalla data di scadenza del meccanismo in essere prima della rinuncia ai fini dell'accesso al meccanismo dei prezzi minimi garantiti;

d) per gli impianti alimentati da biogas di potenza superiore ai 300 kW che beneficiano dei prezzi minimi garantiti, o per i medesimi impianti con incentivi scaduti o in scadenza che non abbiano presentato richiesta di accesso al meccanismo alla data di entrata in vigore della presente disposizione, la permanenza o l'accesso al meccanismo di cui al comma 8 è consentito con effetti non oltre il 31 dicembre 2030, previo impegno alla riconversione dell'impianto a biometano, secondo le modalità definite con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, su proposta del GSE;

e) i prezzi minimi garantiti possono trovare applicazione oltre il 31 dicembre 2030 e fino al 31 dicembre 2037 solo nel caso di impianti a biogas di potenza inferiore o uguale a 300 kW che non sono stati riconvertiti a biometano;

f) i prezzi minimi garantiti possono trovare applicazione oltre il 31 dicembre 2030 anche nel caso degli impianti a biogas e biomasse per i quali la data di scadenza che avrebbe avuto il meccanismo di incentivazione in essere prima della rinuncia ai fini dell'accesso al meccanismo dei prezzi minimi garantiti sia successiva al 2030. Per tali impianti, in ogni caso, l'erogazione dei prezzi minimi garantiti termina alla data di scadenza che avrebbe avuto il meccanismo di incentivazione in essere prima della rinuncia;

g) il tendenziale di spesa per gli impianti a biogas, a valere sugli oneri generali di sistema, derivante dall'aggiornamento del meccanismo è pari a 110 milioni di euro per l'anno 2026, ivi compresi gli oneri afferenti al periodo gennaio-marzo 2026, 183 milioni di euro per l'anno 2027, 353 milioni di euro per l'anno 2028, 427 milioni di euro per l'anno 2029, 77 milioni di euro per l'anno 2030, e 40 milioni di euro per ciascuno degli anni dal 2031 al 2037;

h) il tendenziale di spesa per gli impianti a biomassa, a valere sugli oneri generali di sistema, derivante dall'aggiornamento del meccanismo è pari a 469 milioni di euro per l'anno 2026, ivi compresi gli oneri afferenti al periodo gennaio-marzo 2026, 474 milioni di euro per l'anno 2027, 505 milioni di euro per l'anno 2028, 512 milioni di euro per l'anno 2029, e 484 milioni di euro per l'anno 2030;

i) il tendenziale di spesa per gli impianti a biogas e biomasse di cui alla lettera f) è pari a 125 milioni per l'anno 2031, 108 milioni per ciascuno degli anni 2032-2033, 106 milioni per ciascuno degli anni 2034-2035, 46 milioni per l'anno 2036 e 32 milioni per l'anno 2037. ».

Articolo 6.

(Misure urgenti per la riduzione degli oneri del gas naturale prelevato ai fini della produzione di energia elettrica e per il rafforzamento della concorrenzialità dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica)

1. Allo scopo di rafforzare la concorrenza nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e di favorire il trasferimento nei prezzi di offerta della valorizzazione dei costi variabili delle fonti rinnovabili non programmabili, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente,

entro tre mesi dall'entrata in vigore del presente decreto, in attuazione del Regolamento UE n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2011, adotta uno o più provvedimenti per la valutazione delle condotte di trattenimento economico di capacità degli operatori di mercato all'ingrosso, prevedendo che, con riferimento alle offerte di vendita presentate nel mercato del giorno prima, i costi opportunità stimabili al momento della negoziazione sono gli unici legittimi motivi economici per offrire ad un prezzo superiore al costo marginale della capacità di generazione, in linea con quanto stabilito dalle linee guida dell'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia del 18 dicembre 2024.

2. L'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), con uno o più provvedimenti, definisce le modalità con le quali, a decorrere dal 1° gennaio 2027, i corrispettivi unitari variabili della tariffa di trasporto del gas naturale, diversi da quelli funzionali alla copertura di costi di natura variabile, e le componenti tariffarie addizionali della tariffa di trasporto del gas naturale a copertura di oneri di carattere generale del sistema gas applicati ai prelievi di gas naturale per la produzione di energia elettrica immessa in rete, ulteriori rispetto a quelli già oggetto di rimborso di cui alla deliberazione della medesima Autorità 26 marzo 2020, n. 96/2020/R/eel, sono inclusi tra gli oneri oggetto di rimborso ai produttori termoelettrici. Il mancato gettito derivante dal rimborso di cui al presente comma viene coperto tramite componenti applicate ai prelievi di energia elettrica, secondo le modalità definite dall'ARERA che provvede, ove necessario, all'aggiornamento di quanto disciplinato nella deliberazione 26 marzo 2020, n. 96/2020/R/eel.

3. In aggiunta a quanto previsto al comma 2, l'ARERA, con apposita deliberazione, disciplina il rimborso ai produttori termoelettrici per i prelievi di gas naturale per la produzione di energia elettrica immessa in rete, di un importo definito dalla medesima Autorità, con adeguato anticipo, e per lassi temporali predefiniti, al fine di massimizzare i benefici per i consumatori italiani, anche tenendo conto degli impatti attesi sugli scambi transfrontalieri, e comunque nel limite del costo atteso, per il medesimo periodo, per un impianto a ciclo combinato a gas efficiente per gli adempimenti connessi alle emissioni ETS. Il mancato gettito derivante da tale rimborso viene coperto ai sensi del comma 2, ultimo periodo.

4. L'ARERA verifica che i rimborsi di cui ai commi 2 e 3 siano pienamente trasferiti nelle offerte di vendita riferite agli impianti termoelettrici interessati dai medesimi rimborsi. Nel caso di verifica negativa, il produttore è tenuto a restituire i relativi rimborsi, maggiorati da eventuali sanzioni comminate dalla medesima Autorità ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481. A tal fine l'ARERA, con i medesimi provvedimenti di cui al comma 1, definisce le modalità ed i criteri per le procedure di verifica di cui al primo periodo del presente comma nonché i comportamenti di offerta da ritenersi comunque conformi all'obbligo di trasferimento di cui al primo periodo.

5. L'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente adegua le condizioni economiche previste nella disciplina del mercato della capacità di cui al decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 per

tenere conto degli effetti derivanti dall'attuazione dei commi 1, 2 e 3 del presente articolo.

6. L'efficacia della disposizione di cui al comma 3 è subordinata alla preventiva autorizzazione della Commissione europea ai sensi dell'articolo 108, paragrafo 3, del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea.

Articolo 7.

(Misure urgenti per la connessione alla rete degli impianti alimentati a fonti rinnovabili)

1. La società Terna s.p.a., nel portale di cui all'articolo 9, comma 1, lettera a), del decreto-legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito, con modificazioni, dalla legge 2 febbraio 2024, n. 11, pubblica la capacità massima addizionale da impianti a fonti rinnovabili e da impianti di accumulo, fatta eccezione per quelli *off-shore*, che può essere integrata in ciascuna porzione della rete elettrica di trasmissione nazionale, determinata dalla società medesima sulla base di quanto stabilito ai sensi del comma 2. Terna s.p.a. provvede ad aggiornare trimestralmente la capacità massima addizionale determinata ai sensi del primo periodo sulla base dei titoli abilitativi rilasciati per la costruzione e l'esercizio degli impianti di generazione e delle opere di rete, nonché delle richieste di connessione e dell'entrata in esercizio dei medesimi impianti.

2. Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentita l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), stabilisce i criteri, anche funzionali, e le modalità operative a cui Terna s.p.a. si attiene per lo svolgimento delle attività di cui al comma 1, nel rispetto dei principi di trasparenza e imparzialità, assicurando che la capacità di rete sia dimensionata coerentemente con gli obiettivi del Piano nazionale di ripresa e resilienza, del Piano nazionale integrato per l'energia e il clima, nonché con quelli di politica energetica nazionale ed europea e nel rispetto dell'obiettivo generale di massimizzazione della competitività delle procedure di cui all'articolo 5 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199. Per lo svolgimento delle attività di cui al comma 1, Terna s.p.a. tiene altresì conto delle previsioni sulla capacità degli impianti di generazione da fonti rinnovabili effettuate dai gestori del sistema di distribuzione sulle reti di propria competenza.

3. Al decreto legislativo 25 novembre 2024, n. 190, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) all'articolo 4, comma 1:

1) alla lettera a), dopo le parole « comma 1 » sono inserite le seguenti: « , fatta eccezione per quelle di sviluppo e potenziamento della rete di trasmissione nazionale relative a impianti da fonti rinnovabili di cui all'articolo 10-bis, commi 8 e 10 »;

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

« d-bis) "gestore del sistema di trasmissione nazionale": il gestore della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 1-ter, comma

1, del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290 e del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 115 del 18 maggio 2004;

d-ter) “gestori del sistema di distribuzione”: i gestori della rete di distribuzione elettrica ai sensi dell’articolo 9 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79; »;

b) dopo l’articolo 10, è inserito il seguente:

« Articolo 10-*bis* (*Disciplina delle soluzioni di connessione alla rete elettrica*). – 1. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, l’ARERA aggiorna le condizioni tecniche ed economiche, nonché le modalità procedurali per le connessioni alla rete elettrica degli impianti a fonti rinnovabili e degli impianti di accumulo, fatta eccezione per quelli *off-shore*, prevedendo:

a) che il gestore della rete di trasmissione nazionale:

1) sia autorizzato a rilasciare soluzioni di connessione che afferiscono a un punto di connessione anche in eccesso alla capacità massima accoglibile nel medesimo punto;

2) allochi la capacità di rete disponibile e rilasci le relative soluzioni di connessione tramite procedure trasparenti e non discriminatorie;

3) assegni definitivamente la capacità di rete disponibile ai soggetti risultati assegnatari nell’ambito delle procedure di cui al numero 2) e che siano in possesso del titolo abilitativo ai sensi dell’articolo 8 o dell’autorizzazione unica ai sensi dell’articolo 9;

4) pianifichi soluzioni di connessione tenendo conto della massima capacità per porzione di rete, nonché di un obiettivo generale di rafforzamento della competitività delle procedure di cui all’articolo 5 del decreto legislativo n. 199 del 2021;

b) che i gestori del sistema di distribuzione:

1) possano rilasciare, tramite procedure trasparenti e non discriminatorie, soluzioni di connessione sulle reti di competenza che afferiscano a un punto di connessione anche in eccesso alla capacità massima accoglibile nel medesimo punto;

2) siano autorizzati a rilasciare soluzioni di connessione sulle reti di bassa tensione anche in relazione a impianti che entrino in esercizio prima della realizzazione degli interventi eventualmente necessari sulle reti di alta e altissima tensione;

c) ogni misura utile a garantire, nel quadro dei principi, delle finalità e delle attribuzioni dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, un’efficiente gestione della capacità della rete, anche mediante misure decadenziali delle soluzioni di connessione in caso di esito negativo delle procedure abilitative o autorizzatorie o di mancato rispetto dei termini di cui al comma 7 del presente articolo.

I numeri 2) e 3) della lettera *a*) non si applicano nel caso di richieste di connessione relative alla realizzazione di impianti di distribuzione dell'energia elettrica o al potenziamento ovvero all'ampliamento di impianti di distribuzione dell'energia elettrica esistenti, presentate dai gestori del sistema di distribuzione.

2. Nelle more della pubblicazione dei provvedimenti adottati dall'ARERA ai sensi del comma 1, il gestore del sistema di trasmissione nazionale e i gestori del sistema di distribuzione possono rilasciare soluzioni di connessione che afferiscono a un determinato punto di connessione alla rete in eccesso alla capacità massima accoglibile nel medesimo punto di connessione.

3. A far data dalla pubblicazione dei provvedimenti adottati dall'ARERA ai sensi del comma 1, perdono efficacia le soluzioni di connessione alla rete elettrica di trasmissione nazionale, riferite a progetti di impianti da fonti rinnovabili o di impianti di accumulo non abilitati o non autorizzati, già rilasciate e non validate dal gestore del sistema di trasmissione nazionale, fermo restando il diritto dei soggetti interessati di partecipare alle procedure di cui al comma 1, lettera *a*), numero 2). Il gestore del sistema di trasmissione nazionale comunica ai soggetti e alle autorità competenti interessati la perdita di efficacia ai sensi del primo periodo. Con i medesimi provvedimenti adottati ai sensi del comma 1, l'ARERA stabilisce altresì le modalità di restituzione ovvero di rimodulazione dei corrispettivi di connessione già versati dai soggetti titolari delle soluzioni di connessione che perdono efficacia ai sensi del primo periodo del presente comma.

4. Il gestore della rete elettrica di trasmissione nazionale nell'ambito delle proprie attività di pianificazione territoriale e nelle procedure di cui al comma 1 lettera *a*), tiene conto delle soluzioni di connessione relative a progetti di impianti da fonti rinnovabili o di impianti di accumulo che abbiano ottenuto, alla data di pubblicazione dei provvedimenti di cui al comma 1, un provvedimento di esenzione dalla VIA o un provvedimento favorevole di valutazione dell'impatto ambientale o un parere positivo di compatibilità ambientale, a condizione che i progetti medesimi siano stati sottoposti al giudizio di compatibilità ambientale completi del progetto tecnico della soluzione di connessione, comprensivo dei correlati interventi di sviluppo e potenziamento della rete elettrica di trasmissione nazionale.

5. Anche nel caso in cui, per effetto del comma 3, le soluzioni di connessione non perdono efficacia, il gestore del sistema di trasmissione nazionale assegna definitivamente la capacità di rete esclusivamente per progetti abilitati o autorizzati.

6. Nelle more del rilascio delle soluzioni di connessione ai sensi del comma 1, lettera *a*), numero 2), la perdita di efficacia ai sensi del comma 3 non costituisce causa di archiviazione o di rigetto di istanze per l'ottenimento dei titoli abilitativi o autorizzatori, ivi comprese quelle per le valutazioni ambientali, che, alla data di pubblicazione dei provvedimenti di cui al comma 1, siano già state presentate. I termini dei procedimenti abilitativi o autorizzatori, ivi compresi quelli di valutazione ambientale, relativi a interventi interessati dalla perdita di efficacia ai sensi del comma 3 e già in corso alla data di pubblicazione dei provvedimenti di cui al comma 1, riprendono a decorrere dall'e-

ventuale presentazione, da parte del soggetto proponente, della documentazione relativa alla nuova soluzione di connessione rilasciata ai sensi del numero 2) della lettera *a*) del medesimo comma 1. Nei casi di cui al secondo periodo, sono fatte salve le attività istruttorie già compiute in relazione agli aspetti non riguardanti la soluzione di connessione. Nell'adozione dei provvedimenti di cui al comma 1, l'ARERA assicura che le procedure di cui al medesimo comma si svolgano secondo una cadenza idonea a consentire una tempestiva acquisizione della nuova soluzione di connessione ai fini di cui al secondo periodo del presente comma.

7. Il soggetto proponente presenta l'istanza di PAS o di autorizzazione ai sensi rispettivamente degli articoli 8 o 9 entro novanta giorni dalla data di accettazione della soluzione di connessione ai sensi del comma 1, lettera *a*), numero 2), del presente articolo. In caso di decadenza del titolo abilitativo ai sensi dell'articolo 8, comma 11, o del titolo autorizzatorio ai sensi dell'articolo 9, comma 11, le relative soluzioni di connessione perdono efficacia. Ai fini di cui all'articolo 8, comma 11, la realizzazione della parte non ultimata dell'intervento è subordinata a nuova richiesta di rilascio della soluzione di connessione.

8. Gli interventi di sviluppo e potenziamento della rete di trasmissione nazionale relativi a impianti da fonti rinnovabili o a impianti di accumulo, fatta eccezione per quelli *off-shore*, sono autorizzati, su istanza del gestore del sistema di trasmissione nazionale, ai sensi dell'articolo 1-*sexies*, commi 1, 2, 3, 4, 4-*bis*, 4-*bis*.1 e 4-*bis*.2, del decreto-legge n. 239 del 2003, fatto salvo quanto previsto al comma 9. Qualora gli interventi di cui al primo periodo ricadano in aree idonee ai sensi dell'articolo 11-*bis* o in zone di accelerazione ai sensi dell'articolo 12, ai relativi procedimenti di autorizzazione si applicano rispettivamente le disposizioni di cui all'articolo 11-*quater* o di cui all'articolo 12, comma 10.

9. Il comma 8 non si applica qualora gli interventi di sviluppo e potenziamento della rete di trasmissione nazionale siano già validati dal gestore del sistema di trasmissione nazionale e ricompresi in progetti di impianti da fonti rinnovabili o di impianti di accumulo le cui procedure abilitative o autorizzatorie risultino già avviate alla data di pubblicazione dei provvedimenti adottati dall'ARERA ai sensi del comma 1. Nei casi di cui al primo periodo è comunque fatta salva la facoltà dei soggetti proponenti i progetti di impianti da fonti rinnovabili o di impianti di accumulo afferenti al medesimo intervento di sviluppo e potenziamento della rete di trasmissione nazionale di richiedere congiuntamente al gestore della rete di trasmissione nazionale di presentare istanza di autorizzazione del comma 8, primo ovvero del secondo periodo.

10. Sono realizzati ai sensi dell'articolo 1-*sexies*, commi 4-*sexies*, 4-*septies*, 4-*octies*, 4-*decies*, 4-*undecies*, 4-*duodecies* e 4-*terdecies*, del decreto-legge n. 239 del 2003, su impulso del gestore del sistema di trasmissione nazionale, gli interventi di potenziamento della rete di trasmissione nazionale relativi a impianti da fonti rinnovabili o a impianti di accumulo consistenti:

a) nell'adeguamento o nell'ampliamento di stazioni elettriche esistenti situate in aree prive di vincoli ai sensi della parte seconda o

terza del Codice dei beni culturali e del paesaggio, ambientali, geologici ovvero idrogeologici;

b) nella realizzazione di stazioni elettriche che insistano su aree o su siti industriali dismessi, anche parzialmente, o su aree prive di vincoli ai sensi della parte seconda o terza del Codice dei beni culturali e del paesaggio, ambientali, geologici ovvero idrogeologici;

c) nella realizzazione di raccordi alla rete di trasmissione nazionale aventi una lunghezza complessiva non superiore a tre chilometri, se in aereo, o a dodici chilometri, se in cavo interrato, insistenti su aree prive di vincoli ai sensi della parte seconda o terza del Codice dei beni culturali e del paesaggio, ambientali, geologici ovvero idrogeologici;

d) nell'ammodernamento e nel potenziamento di elettrodotti esistenti realizzati sul medesimo tracciato o che se ne discostano per un massimo di sessanta metri lineari e che non comportano una variazione dell'altezza utile dei sostegni superiore al trenta per cento dei medesimi, insistenti su aree prive di vincoli ai sensi della parte seconda o terza del Codice dei beni culturali e del paesaggio, ambientali, geologici ovvero idrogeologici.

11. Il gestore del sistema di trasmissione nazionale allega alla denuncia di cui al comma 10 una dichiarazione attestante la legittima disponibilità della superficie su cui realizzare gli interventi. Ai fini dell'acquisizione della legittima disponibilità della superficie ai sensi del primo periodo non trovano applicazione le procedure previste dal testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per pubblica utilità, di cui al decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327. »;

c) all'articolo 11-*quater*, comma 2, dopo le parole « rete di trasmissione nazionale » sono aggiunte le seguenti: « e delle reti di distribuzione »;

d) all'allegato A, sezioni I, lettera v), e II, lettera p), le parole da « , comprensive » fino alla fine del periodo sono soppresse;

e) all'allegato B, sezioni I, lettera cc), e II, lettera n), le parole da « , comprensive » fino alla fine del periodo sono soppresse;

f) all'allegato C, sezioni I, lettere v) e z), e II, lettere u) e v), le parole da « , comprensive » fino alla fine del periodo sono soppresse.

4. Con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, da emanarsi entro il 30 aprile di ciascun anno, sono determinati gli indirizzi in materia di sviluppo territoriale, industriale e di tutela energetica di famiglie e imprese a cui devono orientarsi le autorità competenti nelle determinazioni di indirizzo e di valutazione in merito allo sviluppo delle infrastrutture energetiche.

Articolo 8.

(Procedimento unico per il rilascio delle autorizzazioni ai progetti di centri dati)

1. L'autorizzazione per la realizzazione e l'ampliamento dei centri dati di cui all'articolo 2, numeri 1), 2) e 3), del regolamento delegato

(UE) 2024/1364 della Commissione europea, del 14 marzo 2024, nonché delle relative reti di connessione di utenza, di qualunque tensione, è rilasciata, nell'ambito di un procedimento unico, dall'autorità competente al rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale ai sensi dell'articolo 7, commi 4-*bis* e 4-*ter*, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

2. Al fine di assicurare il rispetto del principio di adeguatezza, nei casi di cui all'articolo 7, comma 4-*ter*, del decreto legislativo n. 152 del 2006 la funzione di autorità competente di cui al comma 1 del presente articolo non può essere delegata o attribuita a enti di livello sub provinciale.

3. Il proponente allega all'istanza di autorizzazione unica di cui al comma 1 la documentazione e gli elaborati progettuali previsti dalle normative di settore per il rilascio delle autorizzazioni, intese, licenze, pareri, concerti, nulla osta e assensi, comunque denominati, inclusi quelli per l'autorizzazione integrata ambientale, la valutazione di impatto ambientale, l'autorizzazione paesaggistica o culturale, per l'utilizzo delle acque ovvero per le emissioni atmosferiche. Nei casi di progetti sottoposti a valutazione di impatto ambientale, l'istanza deve contenere anche l'avviso al pubblico di cui all'articolo 24, comma 2, del decreto legislativo n. 152 del 2006, indicando altresì ogni autorizzazione, intesa, parere, concerto, nulla osta, o atti di assenso richiesti.

4. Il procedimento unico di cui al comma 1 ha una durata non superiore a dieci mesi, decorrente dalla data di verifica della completezza della documentazione di cui al comma 3, e i termini per le valutazioni di impatto ambientale sono dimezzati. Il termine di dieci mesi di cui al primo periodo non è prorogabile se non per circostanze eccezionali, e comunque per un massimo di tre mesi, in ragione della natura, della complessità, dell'ubicazione ovvero della portata del progetto.

5. L'autorizzazione unica di cui al comma 1 è rilasciata in esito ad apposita conferenza di servizi indetta ai sensi degli articoli 14-*bis* e seguenti della legge 7 agosto 1990, n. 241. Alla conferenza di servizi partecipa ogni amministrazione competente, ivi comprese quelle per la tutela ambientale, paesaggistica, dei beni culturali, della salute e della pubblica incolumità dei cittadini.

6. Nel caso in cui il progetto di centro dati sia soggetto a verifica di assoggettabilità e la stessa si concluda con l'assoggettamento a valutazione di impatto ambientale, la relativa istanza dovrà venir depositata entro il termine perentorio di 90 giorni, trascorsi i quali l'istanza di autorizzazione unica si avrà per rinunciata e il procedimento archiviato, fatta salva la possibilità di presentazione di una nuova istanza.

7. Nel caso in cui il progetto relativo ai centri dati di cui al comma 1 sia dichiarato di interesse strategico nazionale ai sensi dell'articolo 13 del decreto-legge 10 agosto 2023, n. 104, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 ottobre 2023, n. 136, la relativa autorizzazione unica è rilasciata ai sensi dei commi 5 e 6 del medesimo articolo 13.

8. Nel caso di progetti relativi a centri dati che necessitino di connessione di utenza con tensione superiore a 220 kV e che, alla data di entrata in vigore del presente decreto, abbiano già ottenuto i titoli abilitativi, ivi inclusi i provvedimenti ambientali adottati ai sensi della

parte seconda del decreto legislativo n. 152 del 2006, alla realizzazione del progetto medesimo, l'autorità competente per l'autorizzazione delle opere di connessione è individuata nella regione territorialmente interessata. Qualora le opere di cui al primo periodo ricadano sul territorio di più regioni, l'autorità competente è quella sul cui territorio insiste la maggior porzione delle opere di connessione da realizzare.

9. Dall'attuazione del presente articolo non devono derivare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Le amministrazioni competenti provvedono alla relativa attuazione con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

CAPO II

MISURE URGENTI IN MATERIA DI GAS

Articolo 9.

(Misure urgenti per l'abbattimento del prezzo della bolletta del gas delle imprese)

1. Il Gestore dei servizi energetici – GSE S.p.A nei termini e con le modalità stabiliti con atto di indirizzo del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, da adottarsi entro venti giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, vende il gas stoccato ai sensi dell'articolo 5-*bis* del decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50, convertito, con modificazioni, dalla legge 15 luglio 2022, n. 91. Entro il 30 settembre 2026, le risorse incassate dalla vendita sono versate dal GSE alla Cassa per i servizi energetici e ambientali ai sensi dell'articolo 5-*bis*, comma 4, ultimo periodo del medesimo decreto-legge n. 50 del 2022 per le finalità di cui al comma 3.

2. Entro il 30 settembre 2026 sono versate alla Cassa per i servizi energetici e ambientali, al netto delle risorse necessarie all'operatività del servizio di liquidità, nei limiti e con le modalità di cui all'articolo 10, comma 2, del presente decreto, altresì le risorse rinvenienti dalla vendita da parte dell'impresa maggiore di trasporto di gas naturale, secondo i termini e le modalità definiti dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA), del gas stoccato ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del decreto del Ministro della transizione ecologica 22 giugno 2022, pubblicato nel Bollettino ufficiale degli idrocarburi e delle georisorse n. 6 del 30 giugno 2022.

3. L'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), con uno o più provvedimenti da adottare entro il 31 marzo 2026, definisce le modalità secondo cui siano oggetto di riduzione per il periodo intercorrente tra il 1° aprile e il 31 dicembre 2026, nel limite delle risorse versate alla Cassa per i servizi energetici e ambientali di cui ai commi 1 e 2, gli oneri e le ulteriori componenti tariffarie di trasporto e distribuzione del gas naturale applicati ai clienti finali direttamente connessi alla rete di trasporto, ai clienti finali gasivori connessi alla rete di distribuzione nonché agli altri clienti finali limitatamente ai consumi superiori a 80.000 smc/anno. Il beneficio di cui al periodo precedente non si applica ai volumi di gas utilizzati dai

produttori termoelettrici per la produzione di energia elettrica immessa in rete, né ai volumi dei consumi dei clienti civili e dei condomini. La riduzione deve privilegiare le classi tariffarie ovvero gli scaglioni con i livelli di oneri più elevati, anche al fine di perseguire un allineamento dei livelli di agevolazione applicati alle varie classi ovvero scaglioni.

Articolo 10.

(Misure volte a promuovere la concorrenza e l'integrazione dei mercati all'ingrosso del gas)

1. Al fine di promuovere la concorrenza nel mercato nazionale del gas naturale all'ingrosso e la piena integrazione del mercato medesimo nel mercato interno europeo, anche mediante la compensazione degli effetti sui prezzi registrati nel mercato del gas naturale italiano derivanti dal cumulo dei costi di trasporto per l'importazione del gas naturale dall'Europa del Nord, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) introduce un servizio di liquidità caratterizzato da:

a) la sottoscrizione di contratti, tra l'impresa maggiore di trasporto di gas naturale italiana e operatori selezionati mediante procedure competitive svolte sulla base di criteri e modalità stabiliti dall'Autorità stessa, che prevedono:

1) il diritto degli operatori selezionati di ricevere, da parte dell'impresa maggiore di trasporto di gas naturale italiana, un premio determinato in esito alle procedure competitive;

2) l'obbligo, in capo agli operatori selezionati, di formulare offerte di vendita sui mercati a pronti del gas naturale, in apposite sessioni ad asta, di predefiniti quantitativi giornalieri di gas naturale a prezzi pari alla somma tra quelli registrati al *Title transfer facility* (TTF) in orizzonti temporali prossimi a quelli in cui è prevista l'offerta sul mercato italiano e un corrispettivo, funzionale a contenere il rischio di volatilità dei prezzi di mercato, determinato da ciascun operatore selezionato nei limiti di un valore massimo stabilito dall'Autorità stessa;

3) l'obbligo, in capo agli operatori selezionati, di riconoscere, in favore dell'impresa maggiore di trasporto di gas naturale italiana, gli eventuali ricavi ottenuti dalla cessione dei quantitativi giornalieri di gas naturale di cui al numero 2) ed eccedenti quelli corrispondenti al prezzo di offerta di cui al medesimo numero;

4) l'obbligo, in capo agli operatori selezionati, di immettere, da uno o più punti d'entrata nella rete nazionale dei gasdotti, individuati dall'Autorità stessa, la quantità eventualmente ceduta in adempimento agli obblighi di cui al numero 2);

b) la definizione, da parte dell'Autorità stessa, di un fabbisogno di gas naturale oggetto degli obblighi di offerta sui mercati a pronti cui alla lettera a), numero-2), anche differenziato a livello infra-annuale.

2. L'ARERA provvede alla definizione del servizio di liquidità di cui al comma 1 a valere sulle risorse di cui all'articolo 9, comma 2 e, comunque, nel limite massimo di spesa di 200 milioni di euro. Al fine di garantire il tetto massimo di spesa di cui al primo periodo, ARERA limita sia per volumi che per durata gli impegni approvvigionati così da prevedere un importo dei premi di cui al comma 1, lettera a), numero 1) non superiore alle predette risorse. Gli eventuali proventi derivanti dal comma 1, lettera a), numero 3) sono destinati alla riduzione degli oneri di trasporto gas.

3. Al fine che il Governo possa valutare l'opportunità di promuovere azioni finalizzate a superare le distorsioni di mercato legate al cumularsi dei costi di trasporto che gli operatori sono tenuti a sostenere per l'uso delle infrastrutture che collegano i sistemi energetici di Italia, Germania e Svizzera, entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'ARERA presenta al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica una proposta per la piena integrazione dei mercati del gas naturale italiano e tedesco attraverso le infrastrutture di trasporto in territorio svizzero.

Articolo 11.

(Disposizioni urgenti per la competitività delle imprese e la decarbonizzazione delle industrie)

1. All'articolo 16 del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 aprile 2022 n. 34, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 5, lettera b):

1) al primo periodo:

1.1) le parole « a cedere il gas prodotto al punto di scambio virtuale (PSV) e » sono soppresse;

1.2) dopo le parole « medi annui attesi » sono inserite le seguenti: « calcolati sui primi cinque anni »;

1.3) le parole « a un prezzo pari al costo asseverato di cui al comma 7 » sono sostituite dalle seguenti: « al prezzo di cui al comma 8, lettera b) »;

2) al secondo periodo, le parole « decorrenti dal 1° ottobre 2024 o, nel caso in cui il contratto di cui al comma 10, lettera a), sia stipulato in data successiva al 30 aprile 2024, dal primo giorno del sesto mese successivo alla stipula del contratto medesimo » sono sostituite dalle seguenti: « decorrenti dalla data di stipula del contratto al comma 10, lettera a) »;

3) il terzo periodo è soppresso;

b) dopo il comma 5, è inserito il seguente:

« 5-bis. I contitolari di una medesima concessione di coltivazione di gas naturale esistente o da conferire hanno la facoltà di partecipare alle

procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di cui al comma 1 anche singolarmente. ».

c) il comma 6 è sostituito dal seguente:

«6. Le nuove concessioni, le proroghe ovvero le modifiche delle concessioni esistenti, finalizzate alla ripresa o all'incremento della produzione, nonché le autorizzazioni delle opere necessarie all'attuazione dei programmi di produzione di gas di cui al presente articolo sono rilasciate a seguito di un procedimento unico, comprensivo delle valutazioni ambientali di cui al titolo III della parte seconda, del decreto legislativo n. 152 del 2006, al quale partecipano tutte le amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241. Qualora il procedimento unico di cui al primo periodo riguardi programmi di produzione ovvero opere su terraferma, l'intesa della regione interessata è acquisita nell'ambito della conferenza di servizi. Il procedimento unico di cui al primo periodo si conclude entro il termine di sei mesi dalla data di presentazione della relativa istanza da parte dei soggetti che hanno manifestato interesse ai sensi del comma 5. L'attività istruttoria per le valutazioni di impatto ambientale, ove previste, è svolta dalla Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo n. 152 del 2006. Nell'ambito del procedimento unico di cui al primo periodo, la valutazione dell'impatto ambientale è svolta congiuntamente per l'insieme dei progetti afferenti a una medesima concessione oggetto dell'istanza unica, anche tenendo conto delle eventuali risultanze di precedenti giudizi di compatibilità ambientale relativi a progetti di ricerca o di coltivazione di idrocarburi insistenti sulla stessa area. Le disposizioni di cui al quinto e al sesto periodo si applicano, su richiesta dell'interessato, anche ai procedimenti di valutazione ambientale già in corso alla data di entrata in vigore della presente disposizione. L'efficacia degli atti di cui al primo periodo è condizionata alla stipula dei contratti ai sensi del comma 10, lettera a). La mancata sottoscrizione e la risoluzione anticipata dei contratti stipulati ai sensi del comma 10, lettera b), non costituiscono causa di risoluzione dei contratti stipulati ai sensi della lettera a) del medesimo comma. Nei casi di cui all'ottavo periodo, resta ferma la possibilità per il GSE di selezionare uno o più clienti finali che subentrino nella posizione del cliente finale che non abbia sottoscritto il contratto o che ne richieda la risoluzione anticipata. »;

d) al comma 8:

1) alla lettera b), dopo le parole « di cui al comma 7 » sono aggiunte le seguenti: « del presente articolo, comprensivo del valore delle aliquote di coltivazione di cui all'articolo 19 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625 »;

2) alla lettera d), le parole « ai costi definiti ai sensi del comma 7 » sono sostituite dalle seguenti: « al prezzo di cui alla lettera b) »;

e) al comma 9:

1) al primo periodo, le parole « ammessi alla specifica procedura » sono sostituite dalle seguenti: « risultati assegnatari nell'ambito della procedura di cui al comma 8 »;

2) al secondo periodo, le parole « offerte dagli » sono sostituite dalle seguenti: « assegnate agli »;

f) al comma 10, lettera a), le parole « pari al costo asseverato ai sensi del comma 7 » sono sostituite dalle seguenti: « di cui al comma 8, lettera b) »;

g) al comma 12, secondo periodo, dopo le parole « siano trasferiti » è inserita la seguente: « totalmente » e sono aggiunte, in fine, le seguenti parole: « , fatti salvi i costi operativi riconosciuti per il servizio di aggregazione. »;

h) al comma 13:

1) il primo periodo è soppresso;

2) al secondo periodo sono aggiunte, in fine, le seguenti parole: « , commisurata ai volumi di gas oggetto del contratto, al differenziale del prezzo di mercato su base mensile e alla durata residua del contratto, In ogni caso, all'attuazione del meccanismo di cui al presente articolo si provvede senza alcun aggravio sugli utenti del sistema gas. »

2. All'articolo 5-*bis*, del decreto-legge 15 maggio 2024, n. 63, convertito con legge 12 luglio 2024, n. 101, sono apportate le seguenti modificazioni:

a) al comma 2:

1) dopo le parole: « per i clienti finali negli usi difficili da decarbonizzare » sono aggiunte le seguenti: « , anche aggregati, »;

2) è aggiunto in fine il seguente periodo: « Fatto salvo il riconoscimento dei corrispettivi per la gestione operativa del contratto, non è consentito, in ogni caso, la traslazione, anche indiretta, del valore delle garanzie d'origine sulle altre voci di costo del contratto. »;

b) sono aggiunti in fine i seguenti commi:

« 2-*bis*. Al fine di garantire la trasparenza e la correttezza dei contratti stipulati ai sensi del comma 2, negli accordi di compravendita è data evidenza delle singole voci di costo. A tal fine, gli operatori possono avvalersi di clausole contrattuali *standard* rese disponibili dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA), su proposta del GSE. Il GSE monitora la conformità dei contratti a quanto previsto al comma 2 e al primo periodo del presente comma, per eventuali successive segnalazioni all'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA).

2-*ter*. Il comma 2 si applica, nel caso di consumo diretto di biometano in altro sito, agli accordi di compravendita sottoscritti con i clienti finali negli usi difficili da decarbonizzare, aventi ad oggetto il biometano incentivato ai sensi del decreto ministeriale 15 settembre

2022, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 251 del 26 ottobre 2022, nel limite del 35% dei consumi dei predetti clienti. Il GSE, anche attraverso le società del Gruppo, promuove ed offre servizi di aggregazione volontaria della domanda e dell'offerta di biometano. »

3. Le disposizioni di cui al comma 2 si applicano ai contratti sottoscritti a decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

4. Entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, nelle more dell'adozione di una disciplina organica della filiera delle attività di cattura, trasporto, utilizzo e stoccaggio del biossido di carbonio (CCUS) e dell'attribuzione all'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) di apposite competenze regolatorie, l'Autorità stessa definisce un quadro preliminare di principi e criteri per l'accesso alla rete di trasporto e ai siti di stoccaggio del biossido di carbonio, nonché per la contabilizzazione delle emissioni di biossido di carbonio oggetto di cattura e conferimento alla rete e ai siti medesimi. L'ARERA provvede all'attuazione del primo periodo con le risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente.

Articolo 12.

(Entrata in vigore)

1. Il presente decreto entra in vigore il giorno successivo a quello della sua pubblicazione nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana e sarà presentato alle Camere per la conversione in legge.

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

Dato a Roma, addì 20 febbraio 2026

MATTARELLA

MELONI, *Presidente del Consiglio dei ministri*

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

GIORGETTI, *Ministro dell'economia e delle finanze*

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

Visto, *il Guardasigilli*: NORDIO

ALLEGATO
(previsto all'articolo 3)

« Tabella 1

codici ATECO
B – ATTIVITÀ ESTRATTIVE
06 Estrazione di petrolio greggio e gas naturale
09.1 Attività di supporto all'estrazione di petrolio e gas naturale
C – ATTIVITÀ MANIFATTURIERE
19.2 Fabbricazione di prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio e prodotti da combustibili fossili
D – FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA, GAS, VAPORE E ARIA CONDIZIONATA
35.1 Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica
35.2 Produzione di gas e distribuzione di combustibili gassosi mediante condotte
35.4 Attività di servizi di intermediazione per l'energia elettrica e il gas naturale
H – TRASPORTO E MAGAZZINAGGIO
49.50.1 Trasporto mediante condotte di gas

».