

XIX legislatura

**A.S. 1857:**

**“Conversione in legge, con modificazioni, 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”**

(Approvato dalla Camera dei deputati)

Aprile 2026

n. 346



servizio del bilancio  
del Senato



SERVIZIO DEL BILANCIO

Tel. 06 6706 5790 – SBilancioCU@senato.it – ✉ @SR\_Bilancio

Il presente dossier è destinato alle esigenze di documentazione interna per l'attività degli organi parlamentari e dei parlamentari.

Si declina ogni responsabilità per l'eventuale utilizzazione o riproduzione per fini non consentiti dalla legge.

I contenuti originali possono essere riprodotti, nel rispetto della legge, a condizione che sia citata la fonte.

Servizio del bilancio, (2026). Nota di lettura, «A.S. 1857: “Conversione in legge, con modificazioni, 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” (Approvato dalla Camera dei deputati)». NL346, aprile 2026, Senato della Repubblica, XIX legislatura

# INDICE

<b>PREMESSA.....</b>	<b>1</b>
<b>Capo I MISURE URGENTI IN MATERIA DI ENERGIA ELETTRICA .....</b>	<b>1</b>
Articolo 1 ( <i>Misure straordinarie volte a sostenere le famiglie nell'affrontare i costi di acquisto dell'energia elettrica e disposizioni per la tutela dei clienti finali domestici</i> ).....	1
Articolo 1-bis ( <i>Modifiche al decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 gennaio 2009, n. 2, in materia di compensazione della spesa per la fornitura del teleriscaldamento</i> ) .....	7
Articolo 1-ter ( <i>Modifica all'articolo 9 del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, in materia di informazioni ai clienti delle società di vendita di energia al dettaglio</i> ) .....	8
Articolo 1-quater ( <i>Correttezza, trasparenza e adeguatezza delle attività di consulenza e di formulazione della proposta contrattuale nei settori dell'energia elettrica, del gas naturale e delle telecomunicazioni</i> ) .....	9
Articolo 1-quinquies ( <i>Disposizioni in materia di trasparenza nel settore dell'energia</i> ).....	9
Articolo 1-sexies ( <i>Disposizioni per la tutela dei clienti finali e la mitigazione dei prezzi attraverso la trasparenza del processo di cambio fornitore</i> ).....	10
Articolo 2 ( <i>Misure urgenti per la riduzione della componente ASOS delle bollette elettriche e il sostegno alle utenze non domestiche</i> ).....	10
Articolo 3 ( <i>Disposizioni in materia di aliquota IRAP per le imprese del comparto energetico</i> ).....	17
Articolo 3-bis ( <i>Disposizioni in materia di cooperative elettriche storiche</i> ).....	21
Articolo 4 ( <i>Disposizioni urgenti per promuovere la contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte delle imprese</i> ) .....	21
Articolo 5 ( <i>Misure per la riduzione degli oneri generali di sistema derivanti dalle bioenergie</i> ).....	29
Articolo 5-bis ( <i>Misure in materia di phase-out dal carbone</i> ) .....	33
Articolo 5-ter ( <i>Modifica all'articolo 31 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199</i> ). 34	
Articolo 6 ( <i>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</i> ) .....	34
Articolo 7 ( <i>Misure urgenti per la connessione alla rete degli impianti alimentati a fonti rinnovabili</i> ).....	40
Articolo 8 ( <i>Procedimento unico per il rilascio delle autorizzazioni ai progetti di centri dati</i> ) .....	41
<b>Capo II MISURE URGENTI IN MATERIA DI GAS.....</b>	<b>45</b>
Articolo 9 ( <i>Misure urgenti per l'abbattimento del prezzo della bolletta del gas delle imprese</i> ) .....	45
Articolo 10 ( <i>Misure volte a promuovere la concorrenza e l'integrazione dei mercati all'ingrosso del gas</i> ) .....	47
Articolo 11 ( <i>Disposizioni urgenti per la competitività delle imprese e la decarbonizzazione delle industrie</i> ).....	49



## **PREMESSA**

Al momento del completamento del presente *dossier*, non risulta depositata la relazione tecnica aggiornata ai sensi dell'articolo 17, comma 8, della legge n. 196 del 2009.

Le analisi qui presentate sono state effettuate sulla base delle relazioni tecniche riferite ai singoli emendamenti e sul materiale informativo trasmesso nel corso dell'esame presso la Camera dei deputati.

## **CAPO I MISURE URGENTI IN MATERIA DI ENERGIA ELETTRICA**

### **Articolo 1**

*(Misure straordinarie volte a sostenere le famiglie nell'affrontare i costi di acquisto dell'energia elettrica e disposizioni per la tutela dei clienti finali domestici)*

Il comma 1 dispone che per il 2026, ai fini del riconoscimento di un contributo straordinario, che deve essere riportato in fattura con dicitura univoca e standardizzata definita dall'ARERA, del valore di 115 euro per le forniture di energia elettrica relative ai titolari, alla data del 21 febbraio 2026, del *bonus* sociale, istituito ai sensi dell'articolo 1, comma 375, della legge n. 266 del 2005, si provvede con delibera dell'ARERA, 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 autorizza, per il 2026 e il 2027, i venditori di energia elettrica a riconoscere ai propri clienti domestici residenti, che non siano titolari del citato *bonus* sociale, 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 "prezzo dell'energia" (PE) a copertura dei costi di acquisto dell'energia di cui alla deliberazione dell'ARERA 26 settembre 2025 n. 428/25/R/eel applicata ai consumi del primo bimestre dell'anno, per i clienti i cui contratti sono stati attivati 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 12 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 il 23 marzo 2026, l'ARERA definisce le modalità applicative del primo periodo, al fine di promuovere la trasparenza delle informazioni e la tutela dei consumatori. Il riconoscimento del contributo non può essere subordinato all'adesione a servizi o a prodotti accessori, né comportare modifiche peggiorative delle condizioni contrattuali.

Il comma 3 prevede che ai venditori che aderiscono a quanto previsto dal comma 2 sia 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 nel proprio sito internet 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.

Il comma 4 provvede alla copertura degli oneri di cui al comma 1, pari a 315 milioni di euro per l'anno 2026:

- 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 n. 47 del 2020 (le coperture derivano dalla messa all'asta delle quote di emissioni di gas ad effetto serra e le finalità delle somme incise risultano illustrate per ciascuna voce nel prospetto riepilogativo degli effetti finanziari);
- 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 n. 47 del 2020;
- 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 n. 199 del 2021 (ai sensi del quale una quota dei proventi annuali derivanti dalla messa all'asta delle quote di emissione di CO<sub>2</sub>, di competenza del Ministero della transizione ecologica, è destinata alla copertura dei costi di incentivazione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica mediante misure che trovano copertura sulle tariffe dell'energia);
- 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 n. 102 del 2014 (che ha istituito il Fondo nazionale per l'efficienza energetica la cui dotazione può essere integrata, fino al 2030, a valere sulle risorse annualmente confluite nel fondo di garanzia, istituito presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico, ai sensi dell'articolo 22, comma 4, del decreto legislativo n. 28 del 2011, nonché fino a 15 milioni di euro annui a carico del Ministero dello sviluppo economico e fino a 35 milioni di euro annui a carico del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, a valere sui proventi annui delle aste delle quote di emissione di CO<sub>2</sub> destinati ai progetti energetico ambientali di cui all'articolo 19 del decreto legislativo n. 30 del 2013);
- 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 n. 47 del 2020;
- 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 n. 47 del 2020.

Il comma 5 dispone il versamento all'entrata del bilancio dello Stato e la loro acquisizione all'erario delle risorse di cui al comma 1, non utilizzate entro la fine dell'anno 2026.

Il comma 5-*bis* inserisce i seguenti commi 8-*bis*, 8-*ter* e 8-*quater* nell'articolo 51 del codice del consumo, di cui al decreto legislativo n. 206 del 2005.

Il comma 8-*bis* vieta, al fine di rafforzare la tutela dei clienti finali domestici e il loro diritto di scelta delle condizioni economiche, decorsi 60 giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, di effettuare sollecitazioni commerciali per telefono, anche mediante l'invio di messaggi a consumatori, finalizzate alla proposta o alla conclusione di contratti di fornitura di energia elettrica e gas. Il professionista può contattare il consumatore per telefono, anche mediante l'invio di messaggi, qualora vi sia stata una richiesta effettuata direttamente al professionista attraverso interfacce informatiche di quest'ultimo oppure nel caso in cui il contatto sia stato effettuato nei confronti dei propri clienti di energia elettrica e gas che abbiano espresso specifico consenso per ricevere proposte commerciali. È onere del professionista dimostrare la validità del contatto.

Il comma 8-*ter* stabilisce che i contatti telefonici di cui al comma 8-*bis* sono effettuati dal professionista da un numero che lo identifica univocamente. I contratti stipulati a seguito di contatto effettuato in violazione di quanto previsto dal comma 8-*bis* e dal presente comma sono nulli. Il consumatore può avvalersi degli strumenti di risoluzione alternativa delle controversie di cui alla parte V, titolo II-*bis*, e del servizio di conciliazione dell'ARERA.

Il comma 8-*quater* consente agli utenti di segnalare al Garante per la protezione dei dati personali e all’Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (AGCOM) i casi di chiamata effettuata in violazione di quanto previsto dai commi 8-*bis* e 8-*ter*, indicando il numero da cui proviene la chiamata. Qualora l’AGCOM, nell’ambito dell’attività istruttoria svolta d’ufficio o a seguito della segnalazione di cui al primo periodo, accerti che la chiamata proviene da numeri diversi da quelli assegnati al professionista, ordina al gestore telefonico competente l’immediata sospensione dell’utilizzo delle linee allo stesso assegnate. Il Garante per la protezione dei dati personali, nell’ambito della propria attività istruttoria, può chiedere all’AGCOM, in presenza di un numero significativo di segnalazioni di chiamate senza previo consenso, di procedere alla sospensione di cui al secondo periodo.

**La RT annessa al DDL iniziale**, pienamente utilizzabile, puntualizza che l’articolo introduce misure di breve periodo per alleviare le famiglie dai costi per la fornitura di energia elettrica.

In relazione al comma 1 afferma, sulla base dei dati disponibili, che la platea dei titolari del bonus alla data del 21 febbraio u.s. ammonta a 2,64 milioni di soggetti.

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. **La Rel. III.** precisa che, 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 erogare per consumi pari al livello massimo previsto di 500 kWh, ovvero 0,5 MWh), da riconoscere nelle fatturazioni relative ai consumi del quinto mese successivo al bimestre di riferimento.

**La RT** assicura poi che l’ARERA svolgerà le attività previste al comma 3 con le risorse umane, strumentali e finanziarie già a disposizione per le ordinarie attività istituzionali relative al monitoraggio del mercato *retail*.

Oltre a ribadire il contenuto del comma 5, la RT afferma che le coperture adottate ai sensi del comma 4 mediante riduzione di diverse autorizzazioni di spesa del Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica, nelle quali sono confluite le entrate derivanti dai proventi Aste Co2, non pregiudicano le originarie finalità per le quali le somme sono state iscritte in bilancio, e risultano coerenti con i profili della spesa già scontati nei saldi di finanza pubblica. Sul punto, in risposta a richieste di chiarimenti formulate in sede parlamentare, **la rappresentante del Governo** ha aggiunto che “le risorse di cui all’articolo 23, comma 7, del decreto legislativo n. 47 del 2020 di cui alle lettere *a)*, *b)*, *e)* e *f)* [...], sono iscritte, rispettivamente, nel capitolo 8415, piano gestionale n. 1, nel capitolo 8406, piano gestionale n. 4, nel capitolo 7666, piano gestionale n. 1, e nel capitolo 7620, piano gestionale n. 5, dello stato di previsione del Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica. Le risorse di cui all’articolo 15, comma 1, del decreto legislativo n. 199 del 2021, di cui alla lettera *c)*, [...] sono iscritte nel capitolo 7664, piano gestionale n. 1, dello stato di previsione del Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica e le risorse di cui all’articolo 15, comma 1, del decreto legislativo n. 102 del 2014, di cui alla lettera *d)*, [...] sono iscritte nel capitolo 7660, piano gestionale n. 3, dello stato di previsione del Ministero dell’ambiente e della sicurezza

energetica. Assicura altresì che la riduzione 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 n. 102 del 2014, di cui all'articolo 1, comma 4, lettera d), determina effetti finanziari coerenti rispetto a quelli già considerati nei saldi di finanza pubblica anche in termini di indebitamento netto".<sup>1</sup>

La RT non si sofferma sul comma 5-bis, aggiunto dalla Camera dei deputati.

**Il prospetto riepilogativo** degli effetti d'impatto attesi sui saldi di finanza pubblica ascrive alle norme i seguenti effetti:

*(milioni di euro)*

Co.	Let.	Descrizione	e/s	nat	Saldo netto da finanziare			Fabbisogno			Indebitamento netto		
					2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
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			315			315		
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			-100			-100		
	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			-63			-63		
	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			-67			-67		
	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			-55			-55		
	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			-10			-10		
	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			-20			-20		

**Al riguardo**, si rileva preliminarmente che la quantificazione degli oneri correlati al comma 1 risulta lievemente sovrastimata rispetto alla platea interessata indicata dalla RT (ovvero circa 2,64 milioni di contratti), che condurrebbe a un onere complessivo, considerando l'importo fisso del contributo (115 euro), inferiore di circa 10 milioni di euro rispetto alla somma stimata. D'altro lato la relazione annuale dell'ARERA, relativa all'esercizio 2024, riporta un numero di 2.801.668 clienti che hanno usufruito del *bonus* elettrico nel medesimo esercizio, individuando quindi una platea più ampia di quella assunta dalla RT. Su tale duplice profilo la rappresentante del Governo ha precisato che la stima scaturisce dall'adozione di "criteri prudenziali, considerando gli effetti

<sup>1</sup> V. Camera dei deputati, Bollettino delle Giunte e delle Commissioni parlamentari, 25 marzo 2026, pag. 108.

dell'aggiornamento del valore soglia dell'ISEE per l'accesso al bonus sociale elettrico delle famiglie economicamente svantaggiate, previsto dalla deliberazione 2/2026/R/COM dell'ARERA, che ha innalzato tale valore da 9.530 a 9.796 euro, con un potenziale incremento della platea dei beneficiari superiore al valore storico, ma inferiore a quello indicato dalla relazione annuale dell'ARERA relativa all'esercizio 2024, che sconta una parte di utenze agevolate provenienti dalle dichiarazioni ISEE del 2023, che prevedevano limiti reddituali più favorevoli rispetto a quelli dell'esercizio 2024<sup>2</sup>.

Tale ricostruzione appare complessivamente plausibile, atteso che, se è vero che le soglie ISEE per l'accesso all'agevolazione tariffaria sono state modificate nei termini indicati tra il 2024 e 2026<sup>3</sup>, l'esercizio 2024 risente di una parte di utenze agevolate provenienti dalle dichiarazioni ISEE del 2023 che prevedeva limiti reddituali più favorevoli rispetto a quelli dell'esercizio 2024<sup>4</sup>.

Inoltre va rilevato che l'onere è configurato in termini di limite massimo.

Nulla da osservare sui commi 2 e 3.

Per quanto attiene alla copertura finanziaria recata dal comma 4 si osserva che, a fronte di oneri, relativi al riconoscimento di un contributo straordinario agli utenti, di natura corrente e come tali qualificati dal prospetto riepilogativo degli effetti finanziari, tutte le risorse utilizzate sono di conto capitale, come riconosce lo stesso prospetto.

Infatti il richiamato articolo 23 del decreto legislativo n. 47 del 2020 prevede che, sulla base di appositi decreti ministeriali da emanarsi entro il 31 maggio dell'anno successivo a quello di effettuazione delle aste e previa verifica dei proventi dalle stesse derivanti, il 50% di questi ultimi sia riassegnato al Fondo per l'ammortamento dei titoli di Stato, il 35% al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, e il 7,5% sia al Ministero delle imprese e del *made in Italy* che al Ministero delle infrastrutture e dei trasporti. Tali quote assegnate ai citati Ministeri sono destinate a una serie di attività, elencate al comma 7, lettere da *a*) a *r-ter*), del medesimo articolo 23, volte a promuovere la riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra e a sviluppare l'utilizzo delle energie rinnovabili, come tali, quindi, riconducibili a spese in conto capitale. Pertanto la disposizione determina una dequalificazione della spesa.

Per quanto riguarda la disponibilità delle somme utilizzate, giova innanzitutto ricordare a titolo informativo che dall'ultimo "Rapporto GSE sulle Aste di quote europee di emissione" risulta che nel 2025 l'Italia ha ricavato circa 2,59 miliardi di euro dalle aste per le quote di emissione di CO<sub>2</sub>. Inoltre, si fa presente che il comma 8 del citato articolo 23 prevede che la quota annua dei proventi derivanti dalle aste, eccedente il valore di 1.000 milioni di euro, sia destinata, nell'ambito delle attribuzioni spettanti in sede di riparto ai predetti Ministeri, nella misura massima complessiva di 600 milioni

---

<sup>2</sup> V. Camera dei deputati, Bollettino delle Giunte e delle Commissioni parlamentari, 25 marzo 2026, pag. 107-108.

<sup>3</sup> ISEE inferiore a 9.530 euro o a 20.000 euro per le famiglie con almeno quattro figli a carico per il 2024; ISEE inferiore a 9.796 euro o a 20.000 euro per le famiglie con almeno quattro figli a carico per il 2026.

<sup>4</sup> ISEE inferiore a 15.000 euro o a 20.000 euro per le famiglie con almeno quattro figli.

di euro annui, al Fondo per la transizione energetica nel settore industriale, nonché, nella misura massima di 150 milioni di euro annui, al Fondo per il sostegno alla transizione industriale di cui all'articolo 1, commi 478 e 479, della legge n. 234 del 2021. Tanto premesso, si osserva che le riduzioni previste gravano sulla quota delle risorse di cui all'articolo 23, comma 4, secondo periodo, del decreto legislativo n. 47 del 2020, spettante al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, senza dunque incidere sulla quota destinata al Fondo per l'ammortamento dei titoli di Stato o alle ulteriori finalità previste dal medesimo articolo 23, commi 6 e 8, e da altre disposizioni vigenti.

Preso atto delle indicazioni fornite dalla rappresentante del Governo circa i capitoli, con i pertinenti piani gestionali, inerenti alle risorse utilizzate a copertura, si osserva quanto segue.

Il capitolo 8415, pg. 1 (lettera *a*) della copertura) presenta uno stanziamento iniziale per il 2026 di 100 milioni di euro e, nell'imminenza dell'emanazione del presente decreto, l'intera appostazione risulta accantonata, evidentemente per la finalità in esame. Si osserva che l'integrale utilizzo delle risorse stanziato rende implausibile l'assenza di pregiudizi rispetto agli interventi ordinariamente perseguiti con le somme in questione (cattura e stoccaggio geologico di CO<sub>2</sub>).

Il capitolo 8406, pg. 4 (lettera *b*) della copertura) presenta uno stanziamento iniziale di circa 196 milioni di euro. Nell'imminenza dell'emanazione del presente decreto-legge risultano effettivamente accantonati 63 milioni, residuando ancora disponibili 129 milioni di euro, il che suggerisce un utilizzo di circa 4 milioni di euro nel primo mese e mezzo dell'anno. Non vi sono pertanto rilievi da sollevare.

Il capitolo 7666, pg. 1 (lettera *e*) della copertura) presenta uno stanziamento iniziale di 30 milioni di euro. Nell'imminenza dell'emanazione del decreto-legge in esame risultano effettivamente accantonati 10 milioni, residuando ancora disponibili 20 milioni di euro, il che suggerisce l'assenza di ricorso a tali risorse nella prima parte del corrente anno. Non vi sono pertanto osservazioni.

Il capitolo 7620 (lettera *f*) della copertura), utilizzato per 20 milioni di euro, presentava inizialmente e complessivamente circa 31 milioni di euro. Tuttavia, si osserva che di questi soltanto 2,3 milioni erano classificati come disponibili. Inoltre nell'imminenza del presente decreto-legge non risultavano accantonate somme e soltanto 3,3 milioni erano ancora disponibili. Pertanto, andrebbe confermata la disponibilità e l'assenza di impegni sulle risorse in esame.

Il capitolo 7664 (riferito alla copertura di cui alla lettera *c*)), mentre non presentava disponibilità né accantonamenti nell'imminenza del decreto-legge in esame, risulta dotato, alla data del 3 marzo, di risorse disponibili in conto competenza pari a 67.398.600 euro per l'anno corrente. Su tale andamento delle somme inerenti alla linea di finanziamento in questione andrebbero forniti chiarimenti.

Con riferimento alla modalità di copertura finanziaria di cui alla lettera *d*), si rappresenta che il Fondo in questione ha natura mista ed è destinato alla concessione di garanzie e all'erogazione di finanziamenti, di cui una quota parte a fondo perduto nel limite complessivo di 8 milioni di euro annui. Pur prendendo atto delle assicurazioni

fornite in generale dalla RT e specificamente su tale modalità di copertura dalla rappresentante del Governo circa l'invarianza degli effetti sull'indebitamento netto dell'utilizzo ora previsto delle somme in questione rispetto a quello scontato a legislazione vigente, si chiede di indicare l'ammontare delle risorse che sarebbero state comunque utilizzate secondo modalità impattanti sulla competenza economica, specificando altresì la natura dei relativi interventi, atteso che il limite dei finanziamenti a fondo perduto risulta di 8 milioni di euro annui, a fronte della copertura in esame che ammonta invece a 55 milioni di euro, anche, appunto, in termini di indebitamento netto. Infatti, generalmente per la concessione di garanzie è scontato un impatto molto attenuato sull'indebitamento netto in quanto correlato alla previsione di escussioni (normalmente tra il 5 e il 10 per cento). Ciò premesso, si segnala che il Fondo nazionale per l'efficienza energetica, oggetto di riduzione, iscritto sul capitolo 7660, pg. 3, dello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, presenta, sulla base di un'interrogazione alla banca dati della RGS, uno stanziamento definitivo di competenza pari a 56,3 milioni di euro e un successivo accantonamento per un importo pari a 5 milioni di euro. Appare pertanto necessario che tale ultimo accantonamento inerisca comunque al presente intervento, in quanto altrimenti le risorse disponibili sarebbero inferiori alle occorrenti necessità. Inoltre, la riduzione disposta in questa sede è tale nel suo ammontare rispetto alle disponibilità totali che appare implausibile che l'impiego delle risorse in parola (il 97,6% del totale) non pregiudichi le finalità originarie per le quali le somme medesime sono state iscritte in bilancio.

Nulla da osservare sul comma 5-bis, atteso che i possibili adempimenti aggiuntivi che dovranno fronteggiare l'ARERA e l'AGCOM appaiono di limitata portata quantitativa e privi di carattere innovativo, per cui dovrebbero essere espletati a valere sulle risorse ordinariamente disponibili.

#### **Articolo 1-bis**

***(Modifiche al decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 gennaio 2009, n. 2, in materia di compensazione della spesa per la fornitura del teleriscaldamento)***

La norma, inserita dalla Camera dei deputati, reca modifiche all'articolo 3, commi 9 e 9-bis, del decreto-legge n. 185 del 2008, estendendo alle famiglie economicamente svantaggiate aventi diritto all'applicazione delle tariffe agevolate per la fornitura di energia elettrica il diritto a ottenere la compensazione della spesa, con decorrenza dal 1° gennaio 2026, per la fornitura di teleriscaldamento. In particolare, dal 1° gennaio 2026 le famiglie che beneficiano delle tariffe agevolate sull'energia elettrica potranno ricevere una misura di compensazione anche per la fornitura del teleriscaldamento, e non più solo per la fornitura del gas naturale. Per tale nuova compensazione si prevede che ARERA istituisca una specifica componente tariffaria per alimentare un conto gestito dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) e definisca altresì le misure tecniche per attribuire il beneficio agli aventi diritto.

Inoltre, per i nuclei familiari con almeno quattro figli a carico con ISEE non superiore a 20.000 euro per i quali è già prevista la tariffa agevolata per la fornitura di energia elettrica e il diritto alla compensazione per la fornitura di gas naturale si riconosce anche il diritto alla compensazione per la fornitura del teleriscaldamento.

**La RT** non considera la norma.

**Il prospetto riepilogativo** degli effetti d'impatto attesi sui saldi di finanza pubblica non è disponibile.

**Il rappresentante del Governo**, nel corso dell'esame del provvedimento alla Camera dei deputati, ha chiarito che le agevolazioni tariffarie a favore delle famiglie economicamente svantaggiate a compensazione della spesa per la fornitura del teleriscaldamento riguardano circa il 3-4 per cento del consumo di gas naturale per usi residenziali e, pertanto, sulla base della quantificazione degli effetti finanziari complessivi della misura relativa al cosiddetto bonus gas per l'anno 2024, per le predette agevolazioni si stimano, prudenzialmente, oneri pari a 9 milioni di euro annui, ai quali si provvede attraverso la componente degli oneri generali di sistema del gas naturale a carico degli utenti diversi dai percettori di bonus.

**Al riguardo**, per i profili di copertura finanziaria, tenuto conto che per l'agevolazione tariffaria prevista dalla presente disposizione si prevede l'istituzione di un'apposita componente tariffaria, alimentata dalla generalità delle altre utenze, non si formulano osservazioni.

In merito alla rappresentazione degli effetti della presente agevolazione nel prospetto riepilogativo degli effetti finanziari, andrebbe confermato che saranno ascritti effetti in termini di fabbisogno e di indebitamento netto analoghi a quelli già registrati agli articoli 2, 4, 5, 6 e 10, di variazione di entrata tributaria e di spesa corrente, comunque a saldi invariati.

#### **Articolo 1-ter**

***(Modifica all'articolo 9 del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, in materia di informazioni ai clienti delle società di vendita di energia al dettaglio)***

La norma, inserita dalla Camera dei deputati, reca modifiche all'articolo 9, comma 7, lettera *b*), del decreto legislativo n. 102 del 2014 che attribuisce ad AEREA il compito di disciplinare le modalità con cui le società di vendita al dettaglio debbano garantire ai clienti l'opzione di ricevere le bollette e le informazioni sulla fatturazione in via elettronica (indipendentemente dall'installazione di contatori intelligenti). La novella stabilisce che la documentazione elettronica debba obbligatoriamente riportare anche l'identità dell'intermediario tramite il quale è stato sottoscritto il contratto di fornitura.

**La RT** non considera la norma.

**Al riguardo**, tenuto conto del carattere ordinamentale della disposizione, non si hanno osservazioni da formulare.

### **Articolo 1-quater**

#### ***(Correttezza, trasparenza e adeguatezza delle attività di consulenza e di formulazione della proposta contrattuale nei settori dell'energia elettrica, del gas naturale e delle telecomunicazioni)***

La norma, inserita dalla Camera dei deputati, prevede che gli operatori dei settori dell'energia elettrica, del gas naturale e delle telecomunicazioni che offrono o promuovono contratti di fornitura a clienti finali sono responsabili della correttezza, della trasparenza e dell'adeguatezza delle attività di consulenza e di formulazione della proposta contrattuale svolte direttamente o tramite reti di vendita. Prima della stipulazione del contratto di fornitura, gli operatori in esame acquisiscono le informazioni necessarie sulle esigenze del cliente e valutano l'adeguatezza della proposta contrattuale. Le autorità di regolazione competenti dettano, ove non già previste, le prescrizioni necessarie ad assicurare il rispetto dei predetti principi, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

**La RT** non considera la norma.

**Al riguardo**, tenuto conto del carattere ordinamentale della disposizione e che le Autorità di regolazione stabiliranno le prescrizioni necessarie ad assicurare il rispetto dei principi previsti dalla disposizione, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, non si hanno osservazioni da formulare.

### **Articolo 1-quinquies**

#### ***(Disposizioni in materia di trasparenza nel settore dell'energia)***

La norma, inserita dalla Camera dei deputati, prevede che, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente definisca, con proprio provvedimento, le modalità e i criteri con cui gli operatori della vendita al dettaglio nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale forniscono alla medesima Autorità le informazioni relative ai margini di profitto, distinte per tipologie di cliente o di offerta. Tale provvedimento definisce, altresì, la frequenza della rendicontazione, comunque non inferiore a un anno, i soggetti obbligati e le eventuali soglie dimensionali per l'applicazione dell'obbligo, nel rispetto dei principi di proporzionalità, trasparenza e comparabilità delle informazioni, tenuto conto dell'esigenza di minimizzare i correlati oneri informativi.

**La RT** non considera la norma.

**Il rappresentante del Governo**, nel corso dell'esame del provvedimento alla Camera dei deputati, ha assicurato che la definizione da parte dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente di modalità e criteri di comunicazione da parte degli operatori della vendita al dettaglio nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale è riconducibile alle funzioni di regolazione istituzionalmente attribuite alla medesima Autorità dalla normativa vigente.

**Al riguardo**, tenuto conto delle rassicurazioni fornite dal rappresentante del Governo, non si hanno osservazioni da formulare.

## **Articolo 1-sexies**

### ***(Disposizioni per la tutela dei clienti finali e la mitigazione dei prezzi attraverso la trasparenza del processo di cambio fornitore)***

La norma, inserita dalla Camera dei deputati, prevede che le informazioni acquisite nell'ambito del processo di cambio del fornitore, gestito tramite il sistema informativo integrato per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas, di cui all'articolo 1-bis del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, siano utilizzate esclusivamente per finalità tecniche connesse all'esecuzione del medesimo processo. Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente provvede, con propria deliberazione, all'istituzione di un tavolo tecnico finalizzato alla definizione di un accordo quadro per la regolamentazione delle procedure di cambio del fornitore coerente con le disposizioni in esame, nel rispetto dei principi di neutralità, trasparenza e tutela della concorrenza. Per la partecipazione al tavolo tecnico non spettano compensi, gettoni di presenza, rimborsi di spesa o altri emolumenti comunque denominati.

**La RT** non considera la norma.

**Il rappresentante del Governo**, nel corso dell'esame del provvedimento alla Camera dei deputati, ha fatto presente che le disposizioni in esame, che attribuiscono all'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente il compito di definire un accordo quadro per la regolamentazione delle procedure di cambio del fornitore, prevedendo a tal fine l'istituzione di un tavolo tecnico, non determinano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, in quanto le predette attività rientrano tra le competenze regolatorie relative al cambio di fornitore già poste in capo alla medesima Autorità ai sensi della normativa vigente e al funzionamento del tavolo tecnico potrà provvedersi, pertanto, nell'ambito delle risorse disponibili a legislazione vigente, dal momento che l'Autorità utilizza regolarmente tavoli tecnici e consultazioni per definire le soluzioni operative da adottare nelle materie di competenza e che il comma 2 della disposizione in esame prevede espressamente che per la partecipazione al tavolo tecnico non spettano compensi, gettoni di presenza, rimborsi di spesa o altri emolumenti comunque denominati.

**Al riguardo**, tenuto conto che per l'istituzione del Tavolo tecnico non spettano compensi, gettoni di presenza, rimborsi di spesa o altri emolumenti comunque denominati e considerate le rassicurazioni fornite dal rappresentante del Governo, non si hanno osservazioni da formulare.

## **Articolo 2**

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

Il comma 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, prevede che 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 28 luglio 2005, e dei decreti del Ministro dello sviluppo economico 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010 e 5 maggio 2011, possano 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.

Il comma 2 dispone che ai predetti soggetti responsabili che aderiscono ad uno dei suddetti schemi sia 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).

Il comma 3 stabilisce che i predetti soggetti responsabili comunichino entro il 31 maggio 2026 l'eventuale adesione allo schema di cui al comma 1 al GSE, che provvede all'aggiornamento delle relative convenzioni.

Il comma 4, modificato dalla Camera dei deputati, stabilisce che 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 28 luglio 2005, e dei decreti del Ministro dello sviluppo economico 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 30% 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 30% 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.

Il comma 5 integra la sezione II dell'allegato A del decreto legislativo n. 190 del 2024, ricomprendendo tra gli interventi non subordinati all'acquisizione di permessi, autorizzazioni o atti amministrativi di assenso comunque denominati gli interventi di rifacimento integrale di impianti fotovoltaici che insistano su aree industriali, a prescindere dalla potenza risultante.

I commi 6 e 8 rinviano a un decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica la definizione delle modalità attuative e a una deliberazione dell'ARERA la determinazione delle modalità con cui l'attuazione delle misure sopra descritte concorre a 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.

Il comma 7 prevede l'adozione da parte dell'ARERA di una deliberazione per l'adeguamento, da marzo 2026, delle tempistiche di versamento alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), da parte delle imprese esercenti il servizio di distribuzione dell'energia elettrica, del gettito delle componenti tariffarie ASOS e ARIM, allineandole alle tempistiche di versamento delle medesime componenti da parte degli esercenti l'attività di vendita dell'energia elettrica.

**La RT annessa al DDL iniziale** afferma che la norma 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.

In merito ai commi da 1 a 3, la RT evidenzia che 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 verificano 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 la RT riporta il dettaglio dei risparmi e degli incrementi anno per anno a decorrere dal 2026.

**Tabella 1**

		<i>Variazione fabbisogno ASOS [Miliardi di euro]</i>												
anno	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
<b>commi 1-3</b>	-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	

Relativamente al comma 4, la RT evidenzia che la disposizione introduce 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 la RT stima 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, la RT stima 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 la RT 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
<b>RIDUZIONE DEGLI INCENTIVI PER GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI</b>	0	0	1.999	1.901	1.703	1.083	-771	-1.261	-1.357	-1.364	-1.374	-1.374
<b>VARIAZIONE DEL FABBISOGNO DELL'ASOS</b>	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), la RT fa discendere i seguenti 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
<b>commi 1-3</b>	-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
<b>comma 4</b>	0	0	-1,999	-1,901	-1,703	-1,083	0,771	1,261	1,357	1,364	1,374	1,374	0
<b>variazione totale</b>	<b>-0,146</b>	<b>-0,292</b>	<b>-1,999</b>	<b>-1,88975</b>	<b>-1,6421</b>	<b>-0,866</b>	<b>0,931</b>	<b>1,288</b>	<b>1,3627</b>	<b>1,365</b>	<b>1,375</b>	<b>1,375</b>	<b>0,001</b>

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

Con riferimento al comma 5, la RT sottolinea che al fine di facilitare le procedure di *repowering*, si 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 RT afferma che la modifica non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Il comma 6, che demanda ad un decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica le modalità operative del meccanismo facoltativo di fuoriuscita disciplinato dal comma 4, 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.

La RT evidenzia che 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.

Infine, la RT ribadisce il contenuto del comma 8.

**Il rappresentante del Governo**, nel corso dell'esame del provvedimento alla Camera dei deputati, ha fatto presente che la rappresentazione degli effetti finanziari derivanti dagli articoli 2, 4, 5, 6 e 10 in termini di variazione di entrata e di spesa, comunque a saldi invariati, è ritenuta più idonea alle esigenze derivanti dall'applicazione delle nuove regole della *governance* economica europea.

Inoltre, ha evidenziato che le modifiche introdotte al comma 4, lettera e), non incidono sulla quantificazione dei benefici e dei costi riportata nella relazione tecnica riferita al testo originario del decreto-legge.

**Il prospetto riepilogativo** degli effetti d'impatto attesi sui saldi di finanza pubblica ascrive alle norme i seguenti effetti:

*(milioni di euro)*

Co.	Descrizione	e/s	nat	Saldo netto da finanziario			Fabbisogno			Indebitamento netto		
				2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
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	-292		-146	-292	
	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	-292		-146	-292	
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-IV, aventi una potenza superiore a 20 kW	S	C						-1.999			-1.999
	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			-1.999

**Al riguardo**, in merito alla rappresentazione degli effetti finanziari derivanti dalla norma originaria sui saldi di finanza pubblica, tenuto conto di quanto chiarito dal rappresentante del Governo, non si formulano osservazioni.

Con riferimento alle modifiche apportate al comma 4, tenuto conto dei chiarimenti forniti dal rappresentante del Governo, che ha evidenziato che la riduzione dal 40 per cento al 30 per cento della percentuale dell'aumento della producibilità da conseguire dagli impianti fotovoltaici collocati a terra in area agricola per accedere ai corrispettivi previsti dal testo originario del decreto-legge in oggetto non incide sulla quantificazione dei benefici e dei costi riportata nella relazione tecnica riferita al testo originario del decreto-legge, non si hanno osservazioni da formulare.

### **Articolo 3**

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

Il comma 1 con riferimento al periodo d'imposta successivo a quello in corso al 31 dicembre 2025 e per quello successivo, incrementa l'aliquota IRAP di cui all'articolo 16, comma 1 e 1-bis, del decreto legislativo 15 dicembre 1997, n. 446, 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.

Il comma 2 stabilisce che nella determinazione dell'acconto IRAP 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.

Il comma 3 dispone che 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 n. 91 del 2014, 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 n. 131 del 2023.

Il comma 4 provvede 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, 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.

**Tabella 1**

<b>codici ATECO</b>
<b>B – ATTIVITÀ ESTRATTIVE</b>
06 Estrazione di petrolio greggio e gas naturale 09.1 Attività di supporto all'estrazione di petrolio e gas naturale
<b>C – ATTIVITÀ MANIFATTURIERE</b>
19.2 Fabbricazione di prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio e prodotti da combustibili fossili
<b>D – FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA, GAS, VAPORE E ARIA CONDIZIONATA</b>
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
<b>H – TRASPORTO E MAGAZZINAGGIO</b>
49.50.1 Trasporto mediante condotte di gas

**La RT annessa al DDL iniziale** afferma che al comma 1 si prevede 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

La RT chiarisce che, 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
<i>importi in milioni di euro</i>					

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, la RT 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.

**Il rappresentante del Governo**, nel corso dell'esame del provvedimento alla Camera dei deputati, con riferimento alla quantificazione degli effetti finanziari derivanti dalle disposizioni dell'articolo 3, relative all'incremento dell'aliquota IRAP per le imprese del comparto energetico, chiarisce che la stessa è stata effettuata avvalendosi del modello di microsimulazione IRAP elaborato sui dati dichiarativi più recenti disponibili, relativi alla dichiarazione per l'anno 2025, relativa al periodo d'imposta 2024, considerando anche gli effetti derivanti dal meccanismo dell'acconto previsto dal comma 2. In particolare, ai fini della predetta quantificazione, la platea delle imprese incise dalle disposizioni in esame è stata definita individuando i soggetti esercenti, in via prevalente, le attività economiche corrispondenti ai codici ATECO indicati nella tabella 1 allegata al presente decreto-legge. La base imponibile IRAP riferibile ai suddetti soggetti è pari a circa 27,6 miliardi di euro, con una aliquota media IRES applicata alla platea dei medesimi soggetti pari al 15,2 per cento e una percentuale di deducibilità dell'IRAP ai fini IRES pari, secondo quanto previsto dalla normativa

vigente, al 10 per cento. I tassi di variazione della redditività del settore ipotizzati dal modello di microsimulazione per proiettare i dati storici del 2024 sui periodi d'imposta successivi sono quelli previsti dalla variazione del PIL nominale indicati nel quadro macroeconomico del Documento programmatico di finanza pubblica 2025.

Inoltre, il rappresentante del Governo ha confermato che, come precisato dalla relazione tecnica, le disposizioni di cui all'articolo 3, comma 2, sono riferite esclusivamente alla determinazione dell'acconto IRAP.

Ha assicurato altresì che il Fondo per interventi strutturali di politica economica reca le disponibilità necessarie a far fronte alla riduzione disposta, con finalità di copertura finanziaria, dall'articolo 3, comma 4, e la predetta riduzione non è suscettibile di recare pregiudizio alla realizzazione di altri interventi già programmati a legislazione vigente a valere sulle risorse del medesimo Fondo.

**Il prospetto riepilogativo** degli effetti d'impatto attesi sui saldi di finanza pubblica ascrive alle norme i seguenti effetti:

(milioni di euro)

Co.	Descrizione	e/s	nat	Saldo netto da finanziario			Fabbisogno			Indebitamento netto			
				2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028	
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
			S	C	-469,6	-552,5	-82,9						
3	Riduzione della componente ASOS delle bollette elettriche applicata alle utenze non domestiche	Recupero deducibilità IRAP versata - IRES	E	T		-7,1	-8,4		-7,1	-8,4		-7,1	-8,4
			S	C	469,6	545,4	74,5						
3	Compensazione da erogare a favore di CSEA a fronte della 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
			S	C	469,6	545,4	74,5						
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									

**Al riguardo**, tenuto conto dei chiarimenti forniti dal rappresentante del Governo nel corso dell'esame del provvedimento alla Camera dei deputati, non si hanno osservazioni da formulare.

### **Articolo 3-bis** ***(Disposizioni in materia di cooperative elettriche storiche)***

La norma, inserita dalla Camera dei deputati, modifica l'articolo 1, comma 258, della legge n. 213 del 2023 che disciplina l'assetto regolatorio delle cooperative elettriche operanti nelle Province autonome di Trento e di Bolzano che connettono alla propria rete anche clienti non soci. A tali cooperative si estende l'applicazione del regime previsto per le "cooperative storiche concessionarie" nelle more del rilascio delle nuove concessioni e, in ogni caso, non oltre il 31 dicembre 2025. La novella proroga di un anno fino al 31 dicembre 2026 tale termine.

**La RT** non considera la norma.

**Il prospetto riepilogativo** degli effetti d'impatto attesi sui saldi di finanza pubblica non è disponibile.

**Il rappresentante del Governo**, nel corso dell'esame del provvedimento alla Camera dei deputati, ha chiarito che le presenti disposizioni in materia di cooperative elettriche storiche determinano oneri prudenzialmente quantificabili in un milione di euro per l'anno 2026, ai quali si provvede a valere sulla componente degli oneri generali di sistema a carico degli utenti del sistema elettrico.

**Al riguardo**, per i profili di copertura finanziaria, tenuto conto che gli effetti della proroga si riflettono sulla sola regolazione delle tariffe dell'energia elettrica senza comportare oneri a carico della finanza pubblica, non si hanno osservazioni da formulare.

In merito alla rappresentazione degli effetti sui saldi di fabbisogno e di indebitamento netto, considerato che agli articoli 2, 4, 5, 6 e 10, per le misure agevolative ivi previste, sono stati rappresentati effetti in termini di variazione di entrata tributaria e di spesa corrente, comunque a saldi invariati, andrebbe confermato che alla misura in esame saranno associati analoghi effetti.

### **Articolo 4** ***(Disposizioni urgenti per promuovere la contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte delle imprese)***

Il comma 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, prevede l'adeguamento della bacheca di cui all'articolo 28, comma 1 del decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199, mediante la predisposizione di apposite sezioni dedicate, dal lato della domanda, per la stipula di contratti di durata non inferiore a tre anni. La contrattazione in esame può avvenire, anche in forma aggregata, in funzione dell'ubicazione, del profilo dei consumi, ovvero dell'appartenenza a settori merceologici. La bacheca 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.

Il comma 2 prevede che i contratti siano 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 di 45 milioni di euro annui per ciascuno degli anni 2026 e 2027 di cui all'articolo 28, comma 2-ter del decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199, al netto delle risorse utilizzate dal GSE ai sensi del comma 3.

Il comma 3, modificato dalla Camera dei deputati, attribuisce al GSE il compito di individuare, 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. A tal fine, si prevede che il GSE possa avvalersi anche del supporto di SACE S.p.A., la quale viene autorizzata a rilasciare garanzie a condizioni di mercato in favore del GSE – per la parte eccedente e solo dopo l'esaurimento delle risorse destinate alla garanzia di ultima istanza – per una percentuale massima di copertura non superiore al settanta per cento. Tali impegni sono assunti da SACE S.p.A. nella misura del venti per cento e dallo Stato per la parte restante. Per gli anni 2026-2027 il massimale degli impegni assumibili da SACE è fissato a 250 milioni di euro all'anno, a valere sulle disponibilità del fondo di cui all'articolo 1 comma 14 del decreto legge n. 23/2020 che ha istituito un fondo nello stato di previsione del Ministero dell'economia e delle finanze, volto a coprire una serie di garanzie concesse nel corso del tempo e puntualmente elencate.

Il comma 4, sostituito dalla Camera dei deputati, prevede l'adozione, entro novanta giorni dall'entrata in vigore della disposizione, di un decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica che approva le regole operative di attuazione di quanto previsto nei precedenti commi, con specifico riferimento ai requisiti per l'accesso alla garanzia, al rispetto del limite di spesa e agli schemi di contratto di adesione al servizio di garanzia di ultima istanza. Con apposita convenzione da stipularsi tra GSE e SACE saranno stabilite le procedure e le modalità operative per il rilascio delle garanzie delle coperture assicurative da parte della stessa SACE. A tali garanzie si applica quando previsto dall'articolo 1 comma 880 della legge n. 199 del 2025<sup>5</sup>.

Il comma 5 dispone 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, per favorire la massima partecipazione ai meccanismi di cui all'articolo 28 del decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199, prevede che ARERA, nel definire le condizioni e le modalità per lo svolgimento del servizio di aggregazione di cui al comma 5, adotti specifiche linee guida per i gruppi di acquisto abilitati alla contrattazione collettiva ed a lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, promuovendo il coinvolgimento delle piccole e medie imprese e delle organizzazioni rappresentative dei consumatori e delle famiglie in condizioni di vulnerabilità economica.

Il comma 6-bis, inserito dalla Camera dei deputati, modifica l'articolo 3, comma 6, del decreto-legge n. 19 del 2025, ai sensi del quale i dati relativi ai codici ATECO delle imprese sono trasferiti dal registro delle imprese al Sistema informativo integrato (SII), gestito da Acquirente Unico, con il fine di consentire il monitoraggio energetico dei costi delle imprese stesse da parte di ARERA. La novella aggiunge alle informazioni da trasferire al SII anche i dati necessari all'individuazione delle micro,

---

<sup>5</sup> L'articolo 1, comma 880, della legge n. 199 del 2025 prevede che ciascun gestore di garanzie pubbliche comunichi al MEF: ogni dato o informazione indispensabile alla quantificazione dell'esposizione in essere, all'evoluzione del profilo di rischio, aggregato e distinto per singola posizione, sottostante alle operazioni assistite dalla garanzia dello Stato, alla stima della perdita attesa, ad una corretta quantificazione degli accantonamenti indispensabili alla relativa copertura, nonché alla valutazione degli impatti di finanza pubblica, per ciascuno degli schemi di garanzia pubblica istituiti.

piccole e medie imprese, così come definite dalla raccomandazione della Commissione europea 2003/361/CE.

Il comma 7 prevede che le società del Gruppo GSE assicurino, 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.

Il comma 8 attribuisce ad ARERA la definizione delle 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.

Il comma 9, al fine di favorire la decarbonizzazione del settore industriale, attraverso la stipula di contratti a lungo termine di energia elettrica da fonti rinnovabili, 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, per effettuare:

- 1) il censimento della disponibilità di coperture o aree pertinenti 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.

Il comma 10 abroga il comma 5 dell'articolo 28 decreto legislativo 8 novembre 2021 n. 199, che prevedeva l'integrazione da parte dell'ARERA delle linee guida in materia di gruppi di acquisto in modo da promuovere l'approvvigionamento mediante contratti di lungo termine.

Il comma 11 modifica la disciplina dei contratti per differenza a due vie che il GSE stipula con i produttori di energia da fonti rinnovabili che non beneficiano di sistemi di incentivazione, in attuazione dell'articolo 16-*bis* del decreto-legge n. 17 del 2022. In particolare, le modifiche sono volte a garantire, nella definizione del prezzo contrattuale di esercizio, la copertura dei costi di mantenimento degli impianti, oltre che dei costi di esercizio, ad ammettere la stipula di contratti pluriennali di durata diversa da quella quinquennale e a riferirli all'energia immessa in rete anziché a tutta l'energia prodotta. Prevedono poi che le procedure concorsuali dal lato della domanda siano coordinate, ma non necessariamente svolte precedentemente a quelle effettuate dal lato dell'offerta. Precisano poi che le quantità assegnate con le procedure concorsuali devono essere equivalenti e che i prezzi contrattuali di esercizio definiti con le imprese acquirenti devono essere non inferiori al prezzo di esercizio più alto riconosciuto alle imprese produttrici di energia. Infine, prevede che gli eventuali proventi netti derivanti dalle procedure svolte siano destinate alla riduzione degli oneri generali di sistema.

I commi 12 e 13 prevedono che gli impianti di potenza superiore a 20 kW, al termine dei meccanismi di incentivazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili di cui beneficiano, siano selezionati con priorità sulla bacheca del GME per la stipula di contratti a lungo termine e ricevano, 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.

**La RT annessa al DDL iniziale** afferma che la norma 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.

In merito al comma 1 evidenzia che l'evoluzione della bacheca 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.

Al comma 2 chiarisce che, qualora coinvolto, il GSE 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 prequalificate 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. La RT 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, la RT chiarisce che 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.

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, la RT evidenzia che 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.

La RT ribadisce il contenuto del comma 4 e in relazione al comma 5 afferma che il servizio di aggregazione svolto dall'Acquirente unico è effettuato nell'ambito delle risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente. A tal proposito 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).

La RT ribadisce il contenuto del comma 6 mentre con riferimento al comma 7 che prevede che le società del Gruppo GSE assicurino, 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, evidenzia che 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.

La RT ribadisce il contenuto del comma 8 e in merito al comma 9 che prevede che i Consorzi per le Aree di Sviluppo Industriale (ASI), con il supporto del GSE, possano individuare superfici da destinare alla realizzazione di impianti di energia elettrica da fonti rinnovabili oggetto di successiva contrattualizzazione a lungo termine, 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 e, pertanto, per la RT 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, la RT 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, la RT specifica che 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):

- c) dal decreto ministeriale 18 dicembre 2008 si prevede una fuoriuscita di impianti per una producibilità di 10 TWh/anno a decorrere dall'anno 2028;
- d) dal decreto ministeriale 6 luglio 2012 si prevede una fuoriuscita di impianti per una producibilità di 4 TWh/anno dall'anno 2034;
- e) dal decreto ministeriale 23 giugno 2016 si prevede una fuoriuscita di impianti per una producibilità di 2,6 TWh/anno dall'anno 2034;
- f) 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, la RT stima 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.

Infine, la RT afferma che il comma 13 delinea l'ambito soggettivo di quanto disciplinato al comma 12 e, pertanto, la disposizione non determina nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

**Il rappresentante del Governo**, nel corso dell'esame del provvedimento alla Camera dei deputati, ha fatto presente che la rappresentazione degli effetti finanziari derivanti dagli articoli 2, 4, 5, 6 e 10 in termini di variazione di entrata e di spesa, comunque a saldi invariati, è ritenuta più idonea alle esigenze derivanti dall'applicazione delle nuove regole della *governance* economica europea.

Inoltre, ha segnalato che il comma 3, primo periodo, autorizza la società SACE S.p.A. al rilascio a favore del GSE di garanzie a condizioni di mercato e, ai sensi del terzo periodo del medesimo comma 3, la predetta autorizzazione opera entro un importo massimo di impegni assumibili pari a 250 milioni di euro per ciascuno degli anni 2026 e 2027, a valere sul fondo di cui all'articolo 1, comma 14, del decreto-legge n. 23 del 2020, che reca le necessarie disponibilità.

**Il prospetto riepilogativo** degli effetti d'impatto attesi sui saldi di finanza pubblica ascrive alle norme i seguenti effetti:

(milioni di euro)

Co.	Descrizione	e/s	nat	Saldo netto da finanziare			Fabbisogno			Indebitamento netto		
				2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
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 20 kW 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
	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

**Al riguardo**, in merito alla rappresentazione degli effetti nel prospetto riepilogativo dei saldi di finanza pubblica derivanti dalla concessione delle premialità a valere sugli oneri generali di sistema di cui al comma 12, tenuto conto dei chiarimenti forniti dal rappresentante del Governo, non si formulano osservazioni.

In relazione al comma 2, che affida al GSE il ruolo di garante di ultima istanza nel limite di spesa di 45 milioni di euro già previsto per gli anni 2026 e 2027 dall'articolo all'articolo 28, comma 2-ter, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, posto che tale norma recava copertura di altri impegni previsti a carico del GSE, andrebbero fornite informazioni circa le risorse disponibili per la nuova finalità in esame.

Alla luce delle rassicurazioni fornite dal rappresentante del Governo non si hanno osservazioni da formulare in merito a quanto disposto dal comma 3, che autorizza la società SACE S.p.A. al rilascio a favore del GSE di garanzie a condizioni di mercato a valere sul fondo istituito dall'articolo 1, comma 14, del decreto-legge n. 23 del 2020.

## Articolo 5

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

Il comma 1, modificato dalla Camera dei deputati, alla lettera a) abroga l'articolo 5, comma 1, del decreto-legge n. 181 del 2023, che prevedeva l'istituzione di un meccanismo per la contrattualizzazione di capacità produttiva alimentata da bioliquidi sostenibili. La norma oggetto di abrogazione rinviava ad un decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, su proposta dell'ARERA, la definizione dei criteri, delle modalità e delle condizioni per l'attuazione, da parte di Terna, società concessionaria dei servizi di trasporto e dispacciamento dell'energia elettrica, del meccanismo, nonché dei relativi schemi di contratto-tipo.

Inoltre, il comma 1, alla lettera b) proroga di tre mesi, fino al 31 marzo 2026, il regime transitorio che, nelle more dell'istituzione del suddetto meccanismo, prevedeva l'applicazione di prezzi minimi garantiti a favore dei medesimi impianti.

Il meccanismo dei prezzi minimi garantiti sarà aggiornato dall'ARERA, per il periodo dal 1° aprile 2026 al 31 dicembre 2030, prevedendo che siano riconosciuti per un numero massimo di ore equivalenti su base semestrale, differenziate fra tipologie di impianti: nel caso di impianti di produzione asserviti a un processo produttivo, il GSE definisce il numero massimo di ore equivalenti su base semestrale a partire dal numero di ore di funzionamento del medesimo processo produttivo, tenendo in

considerazione il tendenziale di spesa e rispettando le condizioni previste per modificare al ribasso il numero in questione. Per gli altri impianti di produzione, per la determinazione del numero di ore, la società Terna s.p.a. individua il numero massimo di ore semestrali al fine di assicurare l'apporto di questi impianti alla flessibilità del sistema e il rispetto dei relativi vincoli di permanenza in servizio considerando l'eventuale necessità di utilizzare combustibili di origine fossile nelle fasi di accensione e spegnimento, nonché il limite massimo di impiego stabilito dalla normativa vigente.

La norma stabilisce un tendenziale di spesa, a valere sugli oneri generali di sistema, per l'applicazione dei suddetti prezzi minimi garantiti: 700 milioni di euro per l'anno 2026, 537 milioni di euro per il 2027, 331 milioni di euro per il 2028, 208 milioni di euro per il 2029, 100 milioni di euro per il 2030. Al GSE è affidato il compito di effettuare una stima del costo del meccanismo entro la metà del mese antecedente all'inizio di ciascun semestre; se dalle valutazioni emerge la possibilità del mancato perseguimento del tendenziale di spesa, il numero delle ore semestrali è ridotto conseguentemente. Tra l'altro, la riduzione, che può arrivare anche all'azzeramento di ore, riguarda prima gli impianti di produzione che non sono asserviti a un processo produttivo. In via subordinata, essa si applica agli impianti asserviti ad un processo produttivo. Infine, a partire dagli impianti non asserviti, la riduzione si applica agli impianti da bioliquidi sostenibili da filiera, come definiti dall'articolo 2, comma 1, lettera v), del decreto del Ministro dello sviluppo economico 23 giugno 2016.

Il comma 2, modificato dalla Camera dei deputati, dispone un analogo aggiornamento del meccanismo dei prezzi minimi garantiti previsto all'articolo 24 del decreto legislativo n. 28 del 2011 a favore degli impianti alimentati da biogas e biomasse. In particolare, per gli impianti a biogas e biomasse, si amplia la platea degli impianti alimentati a biogas e biomassa che possono beneficiare dei prezzi minimi garantiti per la produzione di energia elettrica definiti dall'ARERA. Si affida ad ARERA l'aggiornamento, per il periodo 1° aprile 2026-31 dicembre 2037, dei prezzi minimi garantiti o delle integrazioni dei ricavi. Anche in questo caso il riconoscimento dei prezzi minimi garantiti è limitato a un numero massimo di ore equivalenti su base semestrale, distinguendo tra impianti asserviti a un processo produttivo e gli altri impianti, per i quali il monte ore è individuato da Terna in base alle esigenze del sistema elettrico. Il GSE effettua una stima semestrale dei costi e, qualora la spesa superi determinati tetti a carico degli oneri di sistema, può ridurre le ore riconosciute, intervenendo in via prioritaria sugli impianti non asserviti. Infine, per gli impianti a biogas di potenza superiore a 300 kW, la permanenza o l'accesso al meccanismo dei prezzi minimi garantiti è ammessa solo fino al 31 dicembre 2030, al fine di garantire la progressiva riconversione degli impianti a biometano.

Infine, si prevedono i seguenti tendenziali di spesa (incrementati durante l'esame in prima lettura) a valere sugli oneri generali di sistema derivanti dall'aggiornamento del meccanismo:

- per gli impianti a biogas: 160 milioni di euro per l'anno 2026, ivi compresi gli oneri afferenti al periodo gennaio-marzo 2026, 278,5 milioni di euro per l'anno 2027, 432,4 milioni di euro per l'anno 2028, a 413,5 milioni di euro per l'anno 2029, 381,9 milioni di euro per l'anno 2030 e 50,1 milioni di euro per ciascuno degli anni dal 2031 al 2037;
- per gli impianti a biomassa, i tendenziali di spesa sono i seguenti: 582,4 milioni di euro per l'anno 2026, ivi compresi gli oneri afferenti al periodo gennaio-marzo 2026, 582,5 milioni di euro per l'anno 2027, 576,5 milioni di euro per l'anno 2028, 570,1 milioni di euro per l'anno 2029 e 570,3 milioni di euro per l'anno 2030;
- per gli impianti a biogas e biomasse di cui alla lettera f) è pari a 125 milioni di euro per l'anno 2031, 108 milioni di euro per ciascuno degli anni 2032-2033, 106 milioni di euro per ciascuno degli anni 2034-2035, 46 milioni di euro per l'anno 2036 e 32 milioni per l'anno 2037.

**La RT annessa al DDL iniziale** afferma che la norma 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.

Fa riferimento ai tendenziali di spesa sugli ASOS previsti nel testo iniziale e incrementati durante l'esame in prima lettura: 1.279 milioni di euro per l'anno 2026, 1.194 milioni di euro per l'anno 2027, 1190 milioni di euro per l'anno 2028, 1147 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.

La RT fa presente 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 la RT annessa al testo iniziale calcolava la differenza rispetto ai tendenziali di spesa previsti dal testo iniziale e i prezzi medi garantiti citati, per cui prevedeva 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.

La RT considera 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, la RT 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 la RT 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
<b>Oneri Asos PMG Biomasse Biogas e Bioliquidi (ATTUALE)</b>	<b>1.674</b>	<b>1.861</b>	<b>2.263</b>	<b>2.409</b>	<b>2.496</b>	<b>2.497</b>	<b>2.497</b>	<b>2.497</b>	<b>2.503</b>	<b>2.514</b>	<b>2.531</b>	<b>2.543</b>
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
<b>Oneri Asos PMG Biomasse Biogas e Bioliquidi (POST MISURA)</b>	<b>1.279</b>	<b>1.194</b>	<b>1.190</b>	<b>1.147</b>	<b>661</b>	<b>165</b>	<b>148</b>	<b>148</b>	<b>146</b>	<b>146</b>	<b>86</b>	<b>72</b>
<b>Risparmi Oneri Asos PMG</b>	<b>395</b>	<b>667</b>	<b>1.073</b>	<b>1.262</b>	<b>1.835</b>	<b>2.332</b>	<b>2.349</b>	<b>2.349</b>	<b>2.357</b>	<b>2.368</b>	<b>2.445</b>	<b>2.471</b>

**Il rappresentante del Governo**, nel corso dell'esame del provvedimento alla Camera dei deputati, ha fatto presente che la rappresentazione degli effetti finanziari derivanti dagli articoli 2, 4, 5, 6 e 10 in termini di variazione di entrata e di spesa, comunque a saldi invariati, è ritenuta più idonea alle esigenze derivanti dall'applicazione delle nuove regole della *governance* economica europea.

Inoltre, ha fatto presente che le modifiche introdotte dalla Camera dei deputati all'articolo 5, in materia di prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da bioliquidi, biogas e biomasse, determinano una minor riduzione della componente delle spese per oneri di sistema, per effetto della quale la predetta componente subirà una riduzione cumulata pari a circa 4,3 miliardi di euro fino al 2030, a fronte dei 5,2 miliardi di euro indicati dalla relazione tecnica, e a circa 20,9 miliardi di euro fino al 2037, a fronte dei 21,9 miliardi di euro indicati nella relazione tecnica.

**Il prospetto riepilogativo** degli effetti d'impatto attesi sui saldi di finanza pubblica non aggiornato alle modifiche intervenute in prima lettura ascriveva alle norme del testo iniziale i seguenti effetti:

(milioni di euro)

Co.	Descrizione	e/s	nat	Saldo netto da finanziare			Fabbisogno			Indebitamento netto		
				2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
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	-463	-669	-300	-463	-669
	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	-463	-669	-300	-463	-669
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	-204	-404	-95	-204	-404
	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	-204	-404	-95	-204	-404

**Al riguardo**, in merito alla rappresentazione degli effetti finanziari derivanti dalla norma originaria sui saldi di finanza pubblica, tenuto conto di quanto chiarito dal rappresentante del Governo, non si formulano osservazioni.

Per quanto riguarda le modifiche intervenute alla Camera dei deputati circa l'aumento della spesa tendenziale per gli impianti alimentati da biogas e biomasse a valere sugli oneri generali di sistema, si prende atto dei chiarimenti forniti dal Governo.

### **Articolo 5-bis** **(Misure in materia di phase-out dal carbone)**

La norma, introdotta dalla Camera dei deputati, prevede che entro il 31 dicembre 2038 cessi l'operatività delle centrali a carbone in esercizio per la produzione di energia elettrica<sup>6</sup>. Ai sensi dell'articolo 14, paragrafo 7, del regolamento (UE) 2018/1999<sup>7</sup> del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, la presente disposizione è oggetto della relazione intermedia nazionale integrata sull'energia e il clima di cui all'articolo 17 del medesimo regolamento.

<sup>6</sup> Il vigente Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC), trasmesso alla Commissione europea nel luglio 2024, prevede la cessazione della produzione elettrica da carbone entro il 2025 per le centrali del continente ed entro il 2028 per quelle ubicate in Sardegna, subordinatamente al completamento delle necessarie infrastrutture di interconnessione.

<sup>7</sup> Ai sensi dell'articolo 14, paragrafo 7, del regolamento (UE) 2018/1999, gli Stati membri possono apportare in qualsiasi momento adeguamenti alle politiche nazionali definite nei propri PNIEC, a condizione che tali modifiche figurino nella relazione intermedia nazionale integrata sull'energia e il clima di cui all'articolo 17 del medesimo regolamento.

**La RT** non considera la norma.

**Al riguardo**, atteso il carattere ordinamentale della disposizione, non si hanno osservazioni da formulare.

#### **Articolo 5-ter**

***(Modifica all'articolo 31 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199)***

La norma, inserita dalla Camera dei deputati, specifica che i soci o i membri di una comunità energetica rinnovabile (CER) possono essere persone fisiche anche nell'ambito del loro condominio.

**La RT** non considera la norma.

**Al riguardo**, tenuto conto del carattere ordinamentale della disposizione, non si formulano osservazioni.

#### **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)***

Il comma 1 attribuisce ad ARERA, 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, il compito di adottare 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.

Il comma 2 affida ad ARERA, con uno o più provvedimenti, il compito di definire 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.

Il comma 3 prevede che ARERA, in aggiunta a quanto previsto al comma 2, con apposita deliberazione, disciplini 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.

Il comma 4 prevede che ARERA verifichi 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 nonché i comportamenti di offerta da ritenersi comunque conformi all'obbligo di trasferimento.

Il comma 5 prevede che ARERA adegui 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.

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

Il comma *6-bis*, inserito dalla Camera dei deputati, prevede una nuova finalità a cui destinare i proventi derivanti dalle aste di CO2 e assegnati ai Ministeri dell'ambiente e della sicurezza energetica, delle imprese e del *made in Italy* e delle infrastrutture e dei trasporti. Essa consiste nella realizzazione di misure finalizzate a incentivare il riequilibrio modale dal trasporto stradale di merci a quello marittimo e ferroviario, ivi comprese le misure di cui all'articolo 1, commi 647 e 648 della legge n. 208 del 2015, che prevedono contributi per la realizzazione di nuovi servizi marittimi per il trasporto combinato delle merci o il miglioramento dei servizi su rotte esistenti, che collegano porti situati in Italia o negli Stati membri dell'Unione europea o dello Spazio economico europeo, nonché per l'erogazione di servizi di trasporto ferroviario intermodale in arrivo e in partenza da nodi logistici e portuali in Italia. Tali risorse sono escluse dalla procedura prevista di versamento dal GSE all'entrata del bilancio dello Stato per la riassegnazione ad appositi capitoli per spese di investimento degli stati di previsione interessati, con vincolo di destinazione in quanto derivante da obblighi unionali.

**La RT annessa al DDL iniziale** afferma che la norma è finalizzata 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.

In particolare, 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 RT fa discendere dalla disposizione 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.

La RT 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).

La RT 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	<b>Beneficio netto atteso dalla misura (beneficio lordo-costi)</b>	<b>MLD€</b>	<b>0,9</b>
	<b>Beneficio netto per i consumatori sul prezzo dell'energia</b>	<b>€/MWh</b>	<b>3</b>

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 la RT 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)	MLDE	7,5
Costi della misura	Costo della misura per rimborso termoelettrici (30€/MWh*110TWh) (compreso impatto variazione import)	MLDE	-3,3
	Costo dovuto a incremento del fabbisogno ASOS (CFD a 2 vie ed ex Certificati Verdi tot. ca. 31TWh)	MLDE	-0,7
	Costo dovuto a incremento componente UPLIFT per impianti essenziali (6,5TWh)	MLDE	-0,2
	Costo dovuto a riduzione rendite di congestione transfrontaliere (50%*30€/MWh*27TWh)	MLDE	-0,4
Benefici netti della misura	<b>Beneficio netto atteso dalla misura (beneficio lordo-costi)</b>	<b>MLDE</b>	<b>3</b>
	<b>Beneficio netto per i consumatori sul prezzo dell'energia</b>	<b>€/MWh</b>	<b>9,3</b>

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. Per la RT, 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 rappresentante del Governo**, nel corso dell'esame del provvedimento alla Camera dei deputati, ha fatto presente che la rappresentazione degli effetti finanziari derivanti dagli articoli 2, 4, 5, 6 e 10 in termini di variazione di entrata e di spesa, comunque a saldi invariati, è ritenuta più idonea alle esigenze derivanti dall'applicazione delle nuove regole della *governance* economica europea.

Inoltre, ha assicurato che la destinazione di quota parte dei proventi delle aste di anidride carbonica all'incentivazione del riequilibrio modale dal trasporto stradale di

merci a quello marittimo e ferroviario si colloca nel quadro delle politiche di decarbonizzazione del settore dei trasporti ed è pienamente coerente con i vincoli di destinazione dei predetti proventi previsti dalla direttiva 2003/87/CE.

**Il prospetto riepilogativo** degli effetti d'impatto attesi sui saldi di finanza pubblica ascrive alle norme i seguenti effetti:

*(milioni di euro)*

Co.	Descrizione	e/s	nat	Saldo netto da finanziario			Fabbisogno			Indebitamento netto		
				2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
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	700		700	700
	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'estensione dei rimborsi a favore dei produttori termoelettrici	S	C					390	390		390	390
	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	1.090		1.090	1.090
3	Rimborso aggiuntivo a favore dei produttori termoelettrici dei costi derivanti dagli adempimenti connessi alle emissioni ETS	S	C					3.300	3.300		3.300	3.300
	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	1.310		1.310	1.310
	Incremento degli oneri generali di sistema riscossi attraverso le bollette elettriche a compensazione del maggior fabbisogno complessivamente derivante dall'erogazione dei rimborsi aggiuntivi	E	T					4.610	4.610		4.610	4.610

**Al riguardo**, in merito alla rappresentazione degli effetti finanziari derivanti dalle norme sui saldi di finanza pubblica, tenuto conto di quanto chiarito dal rappresentante del Governo, non si formulano osservazioni. In relazione alla quantificazione degli stessi effetti, sarebbero utili maggiori informazioni dirette a ricostruire i procedimenti di determinazione delle stime di costo a carico degli utenti del sistema elettrico, pari a 700 milioni per il comma 2 e a 3.300 milioni per il comma 3, e di beneficio complessivo lordo, pari a 2.000 milioni di euro per il comma 2 e a 7.500 milioni per il comma 3, nonché delle altre componenti citate dalla RT.

Con riferimento al comma 6-bis, attesa la precisazione fornita dal rappresentante del Governo, andrebbero soltanto chiarite le ragioni per cui non si prevede il versamento dei relativi proventi all'entrata del bilancio dello Stato e la successiva riassegnazione allo stato di previsione del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti in apposito capitolo per spese di investimento, con vincolo di destinazione, come previsto per tutti

gli altri proventi delle aste, ad eccezione di quelli che il GSE trattiene per spese di gestione.

## **Articolo 7** ***(Misure urgenti per la connessione alla rete degli impianti alimentati a fonti rinnovabili)***

Il comma 1 prevede che la società Terna S.p.A., nel portale di cui all'articolo 9, comma 1, lettera a), del decreto-legge n. 181 del 2023, pubblichi 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. Terna S.p.A. provvede ad aggiornare trimestralmente la capacità massima addizionale 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.

Il comma 2 attribuisce al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentita l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), l'individuazione dei criteri, anche funzionali, e delle 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 predette attività, 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.

Il comma 3, modificato dalla Camera dei deputati, reca diverse modifiche al decreto legislativo n. 190 del 2024. Tra l'altro, vengono introdotte le definizioni di "intervento", di "gestore del sistema di trasmissione nazionale" e di "gestori del sistema di distribuzione". Vengono ridefinite le tempistiche e le procedure relative all'autorizzazione dei progetti. Si introduce una disciplina delle soluzioni di connessione alla rete elettrica, da attuare tramite l'aggiornamento da parte dell'ARERA, delle condizioni tecniche ed economiche e delle modalità procedurali per le connessioni alla rete elettrica degli impianti a fonti rinnovabili e di accumulo. La disciplina è volta a coordinare le procedure di allocazione della capacità di rete disponibile e di rilascio delle soluzioni di connessione da parte dei gestori di rete con le procedure abilitative e di autorizzazione degli impianti da fonti rinnovabili e di accumulo. Si stabilisce inoltre, come regola generale, che gli interventi di sviluppo e potenziamento della rete relativi a impianti da fonti rinnovabili o a impianti di accumulo siano autorizzati ai sensi dell'articolo 1-*sexies* del decreto-legge n. 239 del 2003, precisandone le eccezioni. Si individuano gli interventi di potenziamento della rete relativi a impianti da fonti rinnovabili o di accumulo che possono essere sottoposti alle procedure semplificate ivi previste.

Il comma 4 prevede l'adozione, con cadenza annuale, di un decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri che determini 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.

**La RT annessa al DDL iniziale** afferma che la norma 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 RT evidenzia che 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, per la RT 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" la RT 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.

**Il prospetto riepilogativo** degli effetti d'impatto attesi sui saldi di finanza pubblica non espone valori.

**Al riguardo**, tenuto conto dei chiarimenti forniti dalla RT e, in particolare, che i soggetti interessati dalla norma, 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, non si hanno osservazioni da formulare.

## **Articolo 8**

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

Il comma 1 prevede che l'autorizzazione per la realizzazione, l'ampliamento e l'esercizio 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, sia 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.

Il comma 1-*bis*, inserito dalla Camera dei deputati, stabilisce che, ai fini di cui al comma 1, è sufficiente che la documentazione progettuale indichi una soluzione di connessione temporanea di rete in media tensione fermo restando l'obbligo di integrare la soluzione definitiva secondo le modalità stabilite dall'autorità competente.

Il comma 2 stabilisce che al fine di assicurare il rispetto del principio di adeguatezza, nei casi in cui la competenza è delle regioni o delle province, la funzione di autorità competente non possa essere delegata o attribuita a enti di livello sub provinciale.

Il comma 3 dispone che il proponente alleggi 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, ivi compresa la verifica di conformità urbanistica ai piani comunali.

Il comma 4 stabilisce che 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 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.

Il comma 5 dispone che l'autorizzazione unica di cui al comma 1 sia 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.

Il comma 6 prevede che, 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.

Il comma 7 prevede che, 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 n. 104 del 2023, la relativa autorizzazione unica sia rilasciata ai sensi dei commi 5 e 6 del medesimo articolo 13.

Il comma 8 stabilisce che, 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 sia 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.

Il comma 9 stabilisce che 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.

**La RT annessa al DDL iniziale** afferma che la norma 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.

La RT sottolinea che 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 la RT 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
<b>Totale complessivo</b>	<b>55932350</b>	<b>339</b>

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 maggior 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.

Per la RT, la norma, dunque, non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

**Il rappresentante del Governo**, nel corso dell'esame del provvedimento alla Camera dei deputati, ha rappresentato che le amministrazioni interessate potranno provvedere all'attuazione delle disposizioni del presente articolo, che disciplinano il procedimento unico per il rilascio delle autorizzazioni relative ai progetti di centri dati, nell'ambito delle risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente, in quanto il numero dei progetti attesi risulta pienamente compatibile con le dotazioni organiche e strumentali delle strutture attualmente operanti a livello regionale.

**Il prospetto riepilogativo** degli effetti d'impatto attesi sui saldi di finanza pubblica non espone valori.

**Al riguardo**, tenuto conto dei chiarimenti forniti dal rappresentante del Governo e alla luce della clausola di invarianza finanziaria prevista dalla norma, non si hanno osservazioni da formulare.

## CAPO II MISURE URGENTI IN MATERIA DI GAS

### Articolo 9

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

Il comma 1 prevede che 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, venda il gas stoccato ai sensi dell'articolo 5-bis del decreto-legge n. 50 del 2022. 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.

Il comma 2 stabilisce che entro il 30 settembre 2026 siano 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.

Il comma 3 affida all'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), con uno o più provvedimenti da adottare entro il 31 marzo 2026, la definizione delle 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. Tale 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. 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.

**La RT annessa al DDL iniziale** afferma che la norma 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.

La RT conclude specificando che 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.

**Il prospetto riepilogativo** degli effetti d'impatto attesi sui saldi di finanza pubblica ascrive alle norme i seguenti effetti:

*(milioni di euro)*

Co.	Descrizione	e/s	nat	Saldo netto da finanziare			Fabbisogno			Indebitamento netto		
				2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
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 Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA)	S	K							-290		
		E	EXT				290					
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 Cassa 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		
		E	EXT				319					
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 direttamente connessi alla rete di trasporto, dei clienti finali gasivori 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			-409		

**Al riguardo**, in merito alla vendita da parte del GSE del gas stoccato ai sensi dell'articolo 5-bis del decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50, e del successivo versamento delle risorse rivenienti alla CSEA che la RT prudenzialmente quantifica in circa 290 milioni di euro di incasso, si ricorda che il comma 4 del predetto articolo 5-bis ha previsto che entro il 10 marzo 2025 gli importi incassati dal GSE dalla vendita del gas naturale in esame al 31 dicembre 2024 sono versati all'entrata del bilancio dello Stato, comprensivi degli eventuali interessi maturati, mentre le ulteriori risorse incassate dalla vendita sono versate alla Cassa per i servizi energetici e ambientali entro 60 giorni dalla vendita stessa, per essere destinate a misure per il contrasto all'incremento dei costi energetici a beneficio di famiglie e operatori economici. Ciò premesso, al fine di valutare la prudenzialità della quantificazione operata dalla RT circa la valorizzazione a mercato

del gas stoccato dal Gestore dei servizi energetici, andrebbero fornite maggiori informazioni circa le risorse incassate nel 2025 e le effettive disponibilità di gas stoccato, che la RT indica in 1 miliardo di smc, il presumibile prezzo medio di vendita e se l'incasso previsto potrebbe essere comprensivo anche delle eventuali vendite da versare alla CSEA entro 60 giorni dalla vendita stessa, ai sensi del comma 4 dell'articolo 5-*bis*, del decreto-legge n. 50 del 2022, così come modificato dall'articolo 1, comma 2, del decreto-legge n. 19 del 2025, già finalizzate a misure per il contrasto all'incremento dei costi energetici a beneficio di famiglie e operatori economici.

Il medesimo supplemento di informazioni andrebbe fornito anche con riferimento alla valorizzazione a mercato del gas stoccato da SNAM, i cui volumi sono descritti dalla RT pari a 1,1 miliardi di smc, quantificando un incasso stimato pari a 319 milioni di euro.

## **Articolo 10**

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

Il comma 1 prevede che 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) introduca 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.

Il comma 2 attribuisce ad ARERA il compito di provvedere 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.

Il comma 3 prevede che 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.

**La RT annessa al DDL iniziale** 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.

La RT 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.

**Il rappresentante del Governo**, nel corso dell'esame del provvedimento alla Camera dei deputati, ha fatto presente che la rappresentazione degli effetti finanziari derivanti dagli articoli 2, 4, 5, 6 e 10 in termini di variazione di entrata e di spesa, comunque a saldi invariati, è ritenuta più idonea alle esigenze derivanti dall'applicazione delle nuove regole della *governance* economica europea.

**Il prospetto riepilogativo** degli effetti d'impatto attesi sui saldi di finanza pubblica ascrive alle norme i seguenti effetti:

(milioni di euro)

Co.	Descrizione	e/s	nat	Saldo netto da finanziare			Fabbisogno			Indebitamento netto		
				2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
2	Introduzione di un servizio di liquidità da parte dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA)	S	C				200			200		

**Al riguardo**, in merito alla rappresentazione degli effetti finanziari derivanti dalla norma sui saldi di finanza pubblica, tenuto conto di quanto chiarito dal rappresentante del Governo, si osserva che la norma sembra istituire un servizio di liquidità permanente, mentre gli effetti finanziari sono rappresentati solo per il 2026. Tra l'altro il comma 2, nel porre il limite di spesa di 200 milioni di euro, non indica l'anno di riferimento. Sul punto andrebbe pertanto acquisito l'avviso del Governo.

Con riferimento alle risorse con cui far fronte all'introduzione di un servizio di liquidità da parte di ARERA, il cui costo è previsto nel limite massimo di 200 milioni di euro, si rinvia a quanto osservato all'articolo 9.

## **Articolo 11**

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

Il comma 1 reca una serie di modifiche all'articolo 16 del decreto-legge n. 17 del 2020 concernente la disciplina del cosiddetto "gas release". Tale meccanismo prevede che il GSE svolga procedure competitive per la stipula di contratti finanziari per differenza a due vie relativi sia all'acquisto di diritti sul gas da titolari di concessioni di coltivazione del gas che propongono un programma di aumento della producibilità, sia alla vendita di tali diritti a clienti finali. In particolare, le novelle prevedono che i quantitativi dei diritti sul gas da contrattualizzare con i titolari di concessioni corrispondano ai volumi produttivi medi annui attesi nei primi cinque anni e che siano disponibili sin dalla stipula del contratto. Si consente poi ai contitolari di una medesima concessione di partecipare singolarmente alle procedure competitive. Si interviene sul procedimento autorizzativo delle opere sottese al programma di aumento della producibilità di gas; si prevede che tale procedimento possa essere avviato anche in caso di proroga della concessione; l'acquisizione dell'intesa regionale è prevista, a determinate condizioni, nell'ambito della conferenza di servizi. In tema di valutazione di impatto ambientale, si prevede che essa sia svolta congiuntamente per l'insieme dei progetti afferenti a una medesima concessione e che sia affidata alla Commissione VIA-VAS, anziché alla Commissione tecnica PNRR-PNIE.

Si prevede che la mancata sottoscrizione e la risoluzione anticipata dei contratti con le imprese che acquistano i diritti sul gas non costituiscano causa di risoluzione dei contratti stipulati con i titolari di concessioni di coltivazione di gas, ferma restando 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.

Si precisa che i contratti con i clienti finali assicurano che gli effetti siano trasferiti a ciascun cliente finale aggregato totalmente, fatti salvi i costi operativi riconosciuti per il servizio di aggregazione. Viene soppressa la disposizione che autorizza il gruppo GSE a rilasciare garanzie a beneficio dei concessionari contraenti, mentre si prevede che le garanzie da acquisire in relazione ai contratti con i clienti finali

siano commisurate ai volumi di gas oggetto del contratto, al differenziale del prezzo di mercato su base mensile e alla durata residua del contratto.

Si prevede che all'attuazione del predetto meccanismo si provveda senza alcun aggravio sugli utenti del sistema gas.

Il comma 1-*bis*, inserito dalla Camera dei deputati, mira a garantire l'unitarietà funzionale di progetti complessi, caratterizzati da fasi realizzative sequenziali, e il bilanciamento tra impatti ambientali e benefici socioeconomici derivanti dall'intero ciclo di vita delle opere, in coerenza con i principi di sviluppo sostenibile. A tali fini, viene prevista l'introduzione, nella disciplina del provvedimento di VIA, di cui all'art. 25 del D.Lgs. 152/2006, del comma 7-*ter* che regola la VIA di progetti complessi caratterizzati da fasi realizzative sequenziali finalizzati allo svolgimento di perforazione di pozzi finalizzati alla ricerca e coltivazione di idrocarburi sulla terraferma e in mare e di coltivazione di idrocarburi sulla terraferma e in mare per un quantitativo estratto superiore a 500 tonnellate al giorno per il petrolio e a 500.000 m<sup>3</sup> al giorno per il gas naturale (indicate ai punti 7) e 7.1) dell'allegato II che elenca i progetti assoggettati a VIA di competenza statale alla parte II del Codice dell'ambiente). Per tali progetti l'autorità competente esprime un unico giudizio di compatibilità ambientale esteso a tutte le fasi, qualora:

- l'istanza di VIA comprenda l'intero ciclo di vita del progetto;
- la richiesta sia esplicitamente formulata dal proponente nell'istanza.

A tal fine viene previsto che lo studio di impatto ambientale (SIA), riferito all'intero ciclo di vita dell'opera, può essere redatto utilizzando, in caso di indisponibilità dei dati acquisibili solo a valle della fase di ricerca, stime o modellazioni. Inoltre, si prevede che il provvedimento di compatibilità ambientale, qualora favorevole, contenga la condizione obbligatoria di verifica, prima dell'avvio della fase di esercizio, della coerenza delle stime/modellazioni contenute nello SIA. In caso di incoerenza, l'autorità competente valuta eventuali azioni correttive.

Il comma 1-*ter*, inserito dalla Camera dei deputati, consente l'applicazione delle norme recate dal citato comma 7-*ter* dell'art. 25 del Codice dell'ambiente anche ai procedimenti di VIA in corso.

I commi 2 e 3 disciplinano, per i contratti sottoscritti a decorrere dal trentesimo giorno successivo alla data di entrata in vigore del decreto-legge in commento, le 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. Si prevede che gli operatori possano avvalersi di clausole contrattuali standard rese disponibili dall'ARERA, su proposta del GSE per dare evidenza delle singole voci di costo.

Il comma 4 attribuisce ad ARERA la definizione di 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. A tal fine, ARERA vi provvede con le risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente.

Il comma 4-*bis*, inserito dalla Camera dei deputati, proroga dal 30 giugno 2026 al 1° gennaio 2027 la decorrenza del termine dal quale tutti i punti di ricarica di potenza standard, nuovi e sostituiti, non accessibili al pubblico, installati sul territorio nazionale, sono certificati ai sensi dell'allegato X alla norma tecnica CEI 021.

**La RT annessa al DDL iniziale** afferma che la norma, 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.

La RT fa presente che 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.

La RT evidenzia che 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.

Il 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 RT sottolinea che 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.

La RT descrive il comma 3 e con riferimento al comma 4 evidenzia che 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, la norma 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 CO<sub>2</sub>), 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.

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

**Il prospetto riepilogativo** degli effetti d'impatto attesi sui saldi di finanza pubblica non espone valori.

**Al riguardo**, tenuto conto delle informazioni fornite dalla RT alla norma originaria, non si hanno osservazioni da formulare.

Per quanto riguarda le modifiche introdotte dalla Camera dei deputati, atteso il loro carattere ordinamentale, non si formulano osservazioni.

# Ultimi dossier del Servizio del Bilancio

- Feb. 2026 [Nota di lettura n. 334](#)  
**A.S. 1778:** "Disposizioni in materia di sviluppo della carriera dirigenziale e della valutazione della performance del personale dirigenziale e non dirigenziale delle pubbliche amministrazioni" (Approvato dalla Camera dei deputati)
- " [Nota di lettura n. 335](#)  
**A.S. 1812:** "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 dicembre 2025, n. 200, recante disposizioni urgenti in materia di termini normativi" (Approvato dalla Camera dei deputati)
- Mar. 2026 [Nota di lettura n. 336](#)  
Schema di decreto legislativo recante attuazione della direttiva (UE) 2024/1499, sulle norme riguardanti gli organismi per la parità in materia di parità di trattamento tra le persone indipendentemente dalla razza o dall'origine etnica, tra le persone in materia di occupazione e impiego indipendentemente dalla religione o dalle convinzioni personali, dalla disabilità, dall'età o dall'orientamento sessuale e tra le donne e gli uomini in materia di sicurezza sociale e per quanto riguarda l'accesso a beni e servizi e la loro fornitura, e che modifica le direttive 2000/43/CE e 2004/113/CE, nonché attuazione della direttiva (UE) 2024/1500, sulle norme riguardanti gli organismi per la parità nel settore della parità di trattamento e delle pari opportunità tra donne e uomini in materia di occupazione e impiego, e che modifica le direttive 2006/54/CE e 2010/41/UE (**Atto del Governo n. 382**)
- " [Nota di lettura n. 337](#)  
**A.S. 1818:** "Conversione in legge del decreto-legge 24 febbraio 2026, n. 23, recante disposizioni urgenti in materia di sicurezza pubblica, di attività di indagine dell'autorità giudiziaria in presenza di cause di giustificazione, di funzionalità delle forze di polizia e del Ministero dell'interno, nonché di immigrazione e protezione internazionale"
- " [Nota di lettura n. 338](#)  
**A.S. 1786:** "Delega al Governo per la riforma e il riordino della legislazione farmaceutica in materia di accesso al farmaco, monitoraggio e controllo della spesa farmaceutica, prestazione di servizi sanitari sul territorio da parte delle farmacie e rafforzamento della rete assistenziale farmaceutica"
- " [Nota di lettura n. 339](#)  
**A.S. 1832:** "Conversione in legge del decreto-legge 11 marzo 2026, n. 32, recante disposizioni urgenti in materia di commissari straordinari e concessioni"
- " [Nota di lettura n. 340](#)  
Schema di decreto legislativo recante attuazione della delega di cui all'articolo 19-bis della legge 5 marzo 2024, n. 21, per la riforma organica e il riordino del sistema sanzionatorio e di tutte le procedure sanzionatorie recati dal testo unico di cui al decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 (**Atto del Governo n. 384**)
- " [Nota di lettura n. 341](#)  
Schema di regolamento ministeriale recante modifiche al decreto del Presidente della Repubblica 15 marzo 2010, n. 90, recante il testo unico delle disposizioni regolamentari in materia di ordinamento militare, ai sensi dell'articolo 3, comma 2, del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, in materia di sicurezza nei luoghi di lavoro (**Atto del Governo n. 390**)
- " [Nota di lettura n. 342](#)  
**A.S. 1845:** "Conversione in legge del decreto-legge 18 marzo 2026, n. 33, recante disposizioni urgenti in materia di prezzi petroliferi connessi alle crisi dei mercati internazionali"