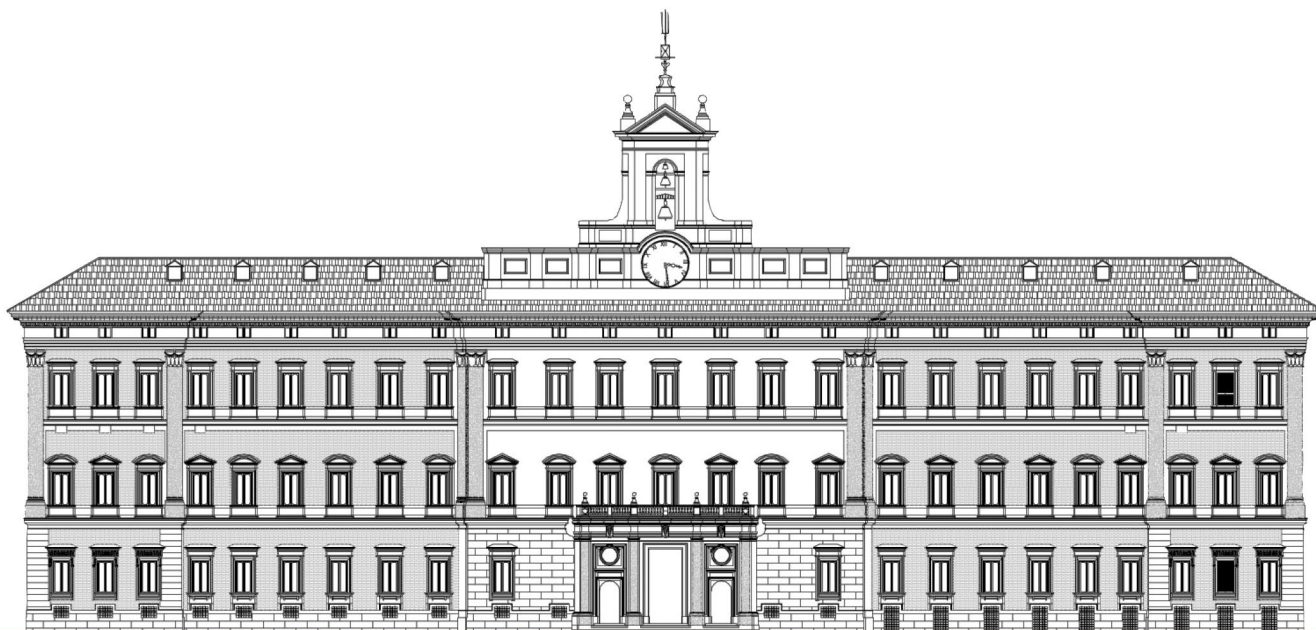




Camera dei deputati

XIX LEGISLATURA



## Verifica delle quantificazioni

A.C. 2809

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

*(Conversione in legge del DL n. 21 del 2026)*

N. 445 – 10 marzo 2026



# Camera dei deputati

XIX LEGISLATURA

## Verifica delle quantificazioni

A.C. 2809

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

*(Conversione in legge del DL n. 21 del 2026)*

N. 445 – 10 marzo 2026

*La verifica delle relazioni tecniche che corredano i provvedimenti all'esame della Camera e degli effetti finanziari dei provvedimenti privi di relazione tecnica è curata dal Servizio Bilancio dello Stato.*

*La verifica delle disposizioni di copertura è curata dalla Segreteria della V Commissione (Bilancio, tesoro e programmazione).*

*L'analisi è svolta a fini istruttori, a supporto delle valutazioni proprie degli organi parlamentari, ed ha lo scopo di segnalare ai deputati, ove ne ricorrano i presupposti, la necessità di acquisire chiarimenti ovvero ulteriori dati e informazioni in merito a specifici aspetti dei testi.*

### **SERVIZIO BILANCIO DELLO STATO – Servizio Responsabile**

☎ 066760-2174 / 066760-9455 – ✉ [bs\\_segreteria@camera.it](mailto:bs_segreteria@camera.it)

### **SERVIZIO COMMISSIONI – Segreteria della V Commissione**

☎ 066760-3545 / 066760-3685 – ✉ [com\\_bilancio@camera.it](mailto:com_bilancio@camera.it)

## INDICE

<b>PREMESSA.....</b>	<b>- 3 -</b>
<b>VERIFICA DELLE QUANTIFICAZIONI .....</b>	<b>- 4 -</b>
ARTICOLO 1 .....	- 4 -
MISURE STRAORDINARIE VOLTE A SOSTENERE I COSTI DI ACQUISTO DELL'ENERGIA ELETTRICA DELLE FAMIGLIE.....	- 4 -
ARTICOLO 2 .....	- 17 -
MISURE URGENTI PER LA RIDUZIONE DELLA COMPONENTE ASOS DELLE BOLLETTE ELETTRICHE E IL SOSTEGNO ALLE UTENZE NON DOMESTICHE.....	- 17 -
ARTICOLO 3 .....	- 23 -
DISPOSIZIONI IN MATERIA DI ALIQUOTA IRAP PER LE IMPRESE DEL COMPARTO ENERGETICO .	- 23 -
ARTICOLO 4 .....	- 29 -
DISPOSIZIONI URGENTI PER PROMUOVERE LA CONTRATTAZIONE DI LUNGO TERMINE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI DA PARTE DELLE IMPRESE.....	- 29 -
ARTICOLO 5 .....	- 38 -
MISURE PER LA RIDUZIONE DEGLI ONERI GENERALI DI SISTEMA DERIVANTI DALLE BIOENERGIE	- 38 -
-	-
ARTICOLO 6 .....	- 41 -
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 .....	- 41 -
ARTICOLO 7 .....	- 46 -
MISURE URGENTI PER LA CONNESSIONE ALLA RETE DEGLI IMPIANTI ALIMENTATI A FONTI RINNOVABILI.....	- 46 -
ARTICOLO 8 .....	- 49 -
PROCEDIMENTO UNICO PER IL RILASCIO DELLE AUTORIZZAZIONI AI PROGETTI DI CENTRI DATI-	49 -
ARTICOLO 9 .....	- 53 -
MISURE URGENTI PER L'ABBATTIMENTO DEL PREZZO DELLA BOLLETTA DEL GAS DELLE IMPRESE...	-
53 -	-
ARTICOLO 10 .....	- 56 -

MISURE VOLTE A PROMUOVERE LA CONCORRENZA E L'INTEGRAZIONE DEI MERCATI ALL'INGROSSO DEL GAS.....	- 56 -
ARTICOLO 11.....	- 59 -
DISPOSIZIONI URGENTI PER LA COMPETITIVITÀ DELLE IMPRESE E LA DECARBONIZZAZIONE DELLE INDUSTRIE.....	- 59 -

## *Informazioni sul provvedimento*

---

<b>A.C.</b>	<b>2809</b>
<b>Titolo:</b>	<b>Conversione in legge del decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21, recante misure urgenti per la riduzione del costo dell'energia elettrica e del gas in favore delle famiglie e delle imprese, per la competitività delle imprese e per la decarbonizzazione delle industrie, nonché disposizioni urgenti in materia di risoluzione della saturazione virtuale delle reti elettriche e di integrazione dei centri di elaborazione dati nel sistema elettrico</b>
<b>Iniziativa:</b>	governativa
<b>Iter al Senato:</b>	no
<b>Relazione tecnica (RT):</b>	presente
<b>Relatori per la Commissione di merito:</b>	Toccalini (LEGA) e Zucconi (FDI)
<b>Commissione competente:</b>	X (Attività produttive)

---

### PREMESSA

Il disegno di legge in esame dispone la conversione in legge del decreto-legge n. 21 del 2026, 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.

Il testo del provvedimento, composto di 12 articoli, è corredato di relazione tecnica cui è allegato il prospetto riepilogativo degli effetti finanziari.

Il provvedimento è stato assegnato, in sede referente, alla Commissione X (Attività produttive, commercio e turismo).

Si esaminano di seguito le disposizioni considerate dalla relazione tecnica riferita al testo originario del provvedimento e le altre norme che presentano profili di carattere finanziario.

# VERIFICA DELLE QUANTIFICAZIONI

## ARTICOLO 1

### **Misure straordinarie volte a sostenere i costi di acquisto dell'energia elettrica delle famiglie**

**Le norme** prevedono che per l'anno 2026, ai fini del riconoscimento di un contributo straordinario del valore di 115 euro per le forniture di energia elettrica relative ai titolari del *bonus* sociale, istituito ai sensi dell'articolo 1, comma 375, della legge n. 266 del 2005, si provveda con delibera dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA), nel limite di spesa di 315 milioni di euro per l'anno 2026, da trasferire alla Cassa per i servizi energetici e ambientali<sup>1</sup> (comma 1).

L'articolo 1, comma 375, della legge n. 266 del 2005 prevede che con decreto del Ministro delle attività produttive, adottato d'intesa con i Ministri dell'economia e delle finanze e del lavoro e delle politiche sociali, siano definiti i criteri per l'applicazione delle tariffe agevolate ai soli clienti economicamente svantaggiati, prevedendo in particolare una revisione della fascia di protezione sociale tale da ricomprendere le famiglie economicamente disagiate. Il relativo *bonus* sociale consiste in uno sconto applicato, per 12 mesi, in modo automatico sulle bollette elettriche, gas e idriche ai nuclei familiari con attestazione ISEE sottosoglia<sup>2</sup>.

Per ciascuno degli anni 2026 e 2027, i venditori di energia elettrica possono riconoscere ai propri clienti domestici residenti, non titolari del suddetto *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 di tale ultimo contributo è pari alla componente PE a copertura dei costi di acquisto dell'energia di cui alla Delibera ARERA n. 428/25/R/eel applicata ai consumi del primo bimestre dell'anno, per i clienti con forniture attive al 1° gennaio del medesimo anno, o del primo bimestre di fornitura per i clienti attivati successivamente, e comunque entro il 31 maggio di ciascun anno (comma 2, primo e secondo periodo).

Si rammenta che la delibera di ARERA sopra richiamata ha aggiornato, per il trimestre 1° ottobre–31 dicembre 2025, le condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica nell'ambito del servizio di maggior tutela.

---

<sup>1</sup> Si ricorda che la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) è un ente pubblico economico che opera con autonomia organizzativa, tecnica e gestionale sotto la vigilanza del Ministero dell'economia e delle finanze e dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA). La Cassa opera nei settori dell'energia elettrica, del gas e dei servizi idrici; la sua funzione principale è rappresentata dalla riscossione dagli operatori (principalmente dai soggetti che svolgono l'attività di distribuzione nei settori interessati) di componenti tariffarie e di ulteriori corrispettivi. I proventi della riscossione garantiscono - in costanza di apposita gestione finanziaria - il riconoscimento delle partite di perequazione tariffaria e l'erogazione dei contributi e degli incentivi a favore dei soggetti che ne hanno diritto. Le regole per le riscossioni e i pagamenti sono dettate da norme di rango primario e dai provvedimenti regolatori di ARERA, nell'esercizio del potere tariffario e nella generale funzione di regolazione dei mercati, attribuitile dalla legge istitutiva n. 481 del 1995. La CSEA, inoltre, svolge nei confronti dei soggetti amministrati attività ispettive volte ad accertamenti di natura amministrativa, tecnica, contabile e gestionale, consistenti nell'audizione e nel confronto dei

Il contributo è riconosciuto purché i consumi del bimestre non siano superiori a 0,5 MWh, e i consumi registrati nei dodici mesi antecedenti al termine del medesimo bimestre risultino inferiori a 3 MWh. Il contributo è riconosciuto come sconto sulle condizioni contrattuali applicate dal venditore titolare delle forniture nel bimestre di cui al secondo periodo nelle fatturazioni relative ai consumi del quinto mese successivo al medesimo bimestre. Con apposita deliberazione l'ARERA definisce le relative modalità applicative, al fine di promuovere la trasparenza delle informazioni e la tutela dei consumatori (comma 2, terzo, quarto e quinto periodo).

Ai venditori che aderiscono è rilasciata un'attestazione che può essere utilizzata anche a fini commerciali. Con la medesima delibera, l'ARERA definisce le modalità di rilascio delle attestazioni e le forme di pubblicazione delle stesse sul proprio portale istituzionale. L'ARERA monitora nel biennio 2026-2027 l'applicazione delle suddette disposizioni (comma 3).

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

- quanto a 100 milioni di euro, mediante utilizzo delle risorse iscritte nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, derivanti dalla messa all'asta delle quote di emissioni di gas ad effetto serra, ai sensi dell'articolo 23, comma 7, lettera *b*), del decreto legislativo n. 47 del 2020<sup>3</sup> [comma 4, lettera *a*)];
- 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 [comma 4, lettera *b*)];
- 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<sup>4</sup> [comma 4, lettera *c*)];

---

soggetti coinvolti, nella ricognizione di luoghi e impianti, nella ricerca, verifica e comparazione di documenti. La Cassa svolge altresì attività istruttorie per le integrazioni tariffarie e attività in materia di *bonus* sociali energia elettrica, gas e idrico.

<sup>2</sup> Si ha diritto al *bonus* sociale se l'ISEE non è superiore a: 9.796 euro per famiglie con massimo 3 figli a carico; 20.000 euro per le famiglie numerose con almeno 4 figli a carico. Il *bonus* consiste in uno sconto applicato automaticamente in bolletta pari al 30 per cento della spesa dell'utente medio, calcolata al lordo delle imposte.

<sup>3</sup> L'articolo 23, comma 7, del decreto legislativo n. 47 del 2020 prevede alcune attività cui destinare le risorse assegnate al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica derivanti dai proventi delle aste delle quote di emissioni di gas ad effetto serra. In particolare: la lettera *b*) riguarda le attività di cattura e di stoccaggio geologico sotto il profilo ambientale di CO<sub>2</sub> e di rimozione del carbonio; la lettera *i*) riguarda le attività volte a incoraggiare il passaggio a modalità di trasporto pubblico a basse emissioni, nonché modalità di trasporto finalizzate alla decarbonizzazione del settore; la lettera *l*) riguarda il finanziamento della ricerca e dello sviluppo dell'efficienza energetica e delle tecnologie pulite; la lettera *r*) riguarda le attività volte a sostenere le azioni e le infrastrutture funzionali all'abbandono del carbone nella generazione termoelettrica.

<sup>4</sup> L'articolo 15, comma 1, del decreto legislativo n. 199 del 2021 prevede che una quota dei proventi annuali derivanti dalla messa all'asta delle quote di emissione di CO<sub>2</sub> di cui all'articolo 23 del decreto legislativo n. 47 del 2020, di

- quanto a 55 milioni di euro, mediante utilizzo delle risorse iscritte nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, relative al Fondo nazionale per l'efficienza energetica<sup>5</sup> [comma 4, lettera *d*]);
- 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 decreto legislativo n. 47 del 2020 [comma 4, lettera *e*]);
- 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 decreto legislativo n. 47 del 2020 [comma 4, lettera *f*]).

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

Il **prospetto riepilogativo** ascrive alle norme i seguenti effetti sui saldi di finanza pubblica:

(milioni di euro)

	Saldo netto da finanziare			Fabbisogno			Indebitamento netto		
	2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
<b>Maggiori spese correnti</b>									
Contributo straordinario di 115 euro per le forniture di energia elettrica relative ai titolari del <i>bonus</i> sociale (comma 1)	315,0			315,0			315,0		
<b>Minori spese in conto capitale</b>									
Utilizzo risorse finalizzate alla cattura e allo stoccaggio geologico sicuri sotto il profilo ambientale di CO <sub>2</sub> , di cui all'articolo 23, comma 7, lettera <i>h</i> ), del decreto legislativo n. 47 del 2020 [comma 4, lettera <i>a</i> )]	100,0			100,0			100,0		
Utilizzo risorse destinate a favorire	63,0			63,0			63,0		

competenza del Ministero della transizione ecologica, sia destinata alla copertura dei costi di incentivazione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica mediante misure che trovano copertura sulle tariffe dell'energia.

<sup>5</sup> Di cui all'articolo 15, comma 1, del decreto legislativo n. 102 del 2014.

il passaggio a modalità di trasporto pubblico a basse emissioni, di cui all'articolo 23, comma 7, lettera i), del decreto legislativo n. 47 del 2020 [comma 4, lettera b)]									
Utilizzo risorse finalizzate alla copertura dei costi di incentivazione di fonti rinnovabili e di efficienza energetica, di cui all'articolo 15, comma 1, del decreto legislativo n. 199 del 2021 [comma 4, lettera c)]	67,0			67,0			67,0		
Utilizzo delle risorse del Fondo nazionale per l'efficienza energetica [comma 4, lettera d)]	55,0			55,0			55,0		
Utilizzo risorse destinate al sostegno di azioni e infrastrutture funzionali all'abbandono del carbone, di cui all'articolo 23, comma 7, lettera r), del decreto legislativo n. 47 del 2020 [comma 4, lettera e)]	10,0			10,0			10,0		
Utilizzo risorse destinate alla ricerca e allo sviluppo dell'efficienza energetica e delle tecnologie pulite, di cui all'articolo 23, comma 7, lettera l), del decreto legislativo n. 47 del 2020 [comma 4, lettera l)]	20,0			20,0			20,0		

**La relazione tecnica** afferma preliminarmente che le disposizioni prevedono misure di breve periodo per alleviare le famiglie dai costi per la fornitura di energia elettrica.

Con riferimento ai commi 1, 4 e 5, la RT afferma quanto segue:

- il comma 1 prevede il riconoscimento di un contributo straordinario per l'anno 2026, del valore di 115 euro per le forniture di energia elettrica dei titolari, alla data di entrata in vigore del presente decreto, del *bonus* sociale, istituito ai sensi dell'articolo 1, comma 375, della legge n. 266 del 2005. Sulla base dei dati disponibili, la platea dei titolari del *bonus* alla data di entrata in vigore del presente decreto ammonta a 2,64 milioni;
- ai sensi del comma 4, si provvede alla copertura degli oneri derivanti dal comma 1 mediante riduzione delle autorizzazioni di spesa del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica [articoli 23, comma 7, lettere *b*), *i*), *l*) ed *r*) del decreto legislativo n. 47 del 2020; 15, comma 1, del decreto legislativo n. 199 del 2021, e 15, comma 1, del decreto legislativo n. 102 del 2014] nelle quali sono confluite le entrate derivanti dai proventi Aste di CO<sub>2</sub>. Tale impiego, che non pregiudica le originarie finalità per le quali le somme sono state iscritte in bilancio, è coerente con i profili della spesa già scontati nei saldi di finanza pubblica;
- il comma 5 dispone che le risorse di cui al comma 1, non utilizzate entro la fine dell'anno 2026, sono versate all'entrata del bilancio dello Stato e restano acquisite all'erario.

Relativamente ai commi 2 e 3, la RT afferma quanto segue:

- il comma 2 prevede un meccanismo volontario di riconoscimento di un contributo da parte dei venditori di energia elettrica ai clienti domestici residenti con ISEE non superiore ai 25.000 euro, che non siano titolari di *bonus* sociale. Pertanto, il comma non comporta oneri per la finanza pubblica;
- il comma 3 prevede che ARERA definisca le modalità di rilascio di un'attestazione ai venditori che aderiscono al suddetto meccanismo da utilizzare anche per finalità commerciali. L'ARERA deve, inoltre, monitorare nel biennio 2026-2027, l'applicazione delle disposizioni relative al meccanismo volontario e al rilascio delle attestazioni. L'Autorità svolge tali attività con le risorse umane, strumentali e finanziarie già a disposizione per le ordinarie attività istituzionali relative al monitoraggio del mercato *retail*.

**In merito ai profili di quantificazione**, si rileva preliminarmente che le disposizioni in esame prevedono l'erogazione ai titolari del *bonus* sociale di un contributo straordinario del valore di 115 euro per le forniture di energia elettrica cui si provvede con delibera dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (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). Le norme dispongono altresì la copertura dei relativi oneri secondo le modalità ivi indicate.

Al riguardo, si osserva che la quantificazione degli oneri risulta lievemente sovrastimata rispetto alla platea interessata indicata dalla relazione tecnica in circa 2,64 milioni di contratti, giacché moltiplicando tale numero per l'importo fisso del contributo di 115 euro si ottiene un onere complessivo di 303,7 milioni di euro rispetto ai 315 milioni di euro indicati dalla norma. Tuttavia, si rileva che, riguardo alla platea coinvolta, 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, che risulta invece superiore a quello considerato dalla relazione tecnica ai fini della stima. Ciò stante, posto che le soglie ISEE per l'accesso all'agevolazione tariffaria sono rimaste sostanzialmente le stesse per gli esercizi 2024 e 2026<sup>6</sup>, appare opportuno acquisire ulteriori elementi di informazione riguardo alla platea utilizzata dalla relazione tecnica, ai fini di valutare la prudenzialità dell'onere quantificato.

Una possibile spiegazione potrebbe per altro consistere nel fatto che l'esercizio 2024 sconta una parte di utenze agevolate provenienti dalle dichiarazioni ISEE del 2023, che prevedeva limiti reddituali più favorevoli rispetto a quelli dell'esercizio 2024<sup>7</sup>.

Viene altresì prevista per ciascuno degli anni 2026 e 2027 la facoltà per i venditori di energia elettrica di riconoscere ai propri clienti domestici residenti, non titolari del suddetto *bonus* sociale e con ISEE annuale non superiore a 25.000 euro, un contributo straordinario a copertura di acquisto dell'energia elettrica come sconto sulle condizioni contrattuali.

Il valore economico di tale ultimo contributo è pari alla componente PE a copertura dei costi di acquisto dell'energia di cui alla Delibera ARERA n. 428/25/R/eel applicata ai consumi del primo bimestre dell'anno, per i clienti con forniture attive al 1° gennaio del medesimo anno, o del primo bimestre di fornitura per i clienti attivati successivamente, e comunque entro il 31 maggio di ciascun anno.

Con apposita deliberazione l'ARERA definisce le relative modalità applicative e di rilascio delle attestazioni in favore delle aziende che aderiscono all'erogazione del contributo, nonché le forme di pubblicazione delle stesse sul proprio portale istituzionale. L'ARERA infine monitora nel biennio 2026-2027 l'applicazione delle suddette disposizioni.

---

<sup>6</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>7</sup> ISEE inferiore a 15.000 euro o a 20.000 euro per le famiglie con almeno quattro figli.

Al riguardo, per quanto riguarda la concessione dell'ulteriore contributo, non si formulano osservazioni, dal momento che l'eventuale concessione, riguardando soggetti privati, non comporta oneri per la finanza pubblica, come confermato dalla relazione tecnica.

Infine, riguardo agli adempimenti richiesti all'ARERA, soggetto incluso nel perimetro delle amministrazioni pubbliche ai fini del conto economico consolidato, non si hanno osservazioni da formulare, preso atto che la relazione tecnica afferma che tali adempimenti saranno svolti nell'ambito delle risorse umane, strumentali e finanziarie già a disposizione per le ordinarie attività istituzionali relative al monitoraggio del mercato *retail*.

**In merito ai profili di copertura finanziaria**, si fa presente che il comma 4 dell'articolo 1 provvede agli oneri derivanti dal comma 1 del medesimo articolo, pari a 315 milioni di euro per l'anno 2026, tramite le seguenti modalità:

- quanto a 100 milioni di euro, ai sensi di quanto disposto dalla lettera *a)*, 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;
- quanto a 63 milioni di euro, ai sensi di quanto disposto dalla lettera *b)*, 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 medesimo decreto legislativo n. 47 del 2020;
- quanto a 67 milioni di euro, ai sensi di quanto disposto dalla lettera *c)*, 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;
- quanto a 55 milioni di euro, ai sensi di quanto disposto dalla lettera *d)*, 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;
- quanto a 10 milioni di euro, ai sensi di quanto disposto dalla lettera *e)*, 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;

- quanto a 20 milioni di euro, ai sensi di quanto disposto dalla lettera *f)*, 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 medesimo decreto legislativo n. 47 del 2020. Su un piano generale, con riferimento al complesso delle disposizioni di copertura finanziaria recate dal comma 4, si osserva che, come risulta dal prospetto riepilogativo degli effetti finanziari del provvedimento, le disposizioni di cui alle lettere da *a)* a *f)* del medesimo comma determinano effetti in termini di minore spesa in conto capitale a fronte di oneri, previsti dal comma 1 dell'articolo in commento, relativi al riconoscimento di un contributo straordinario volto a sostenere i costi di acquisto dell'energia elettrica delle famiglie, qualificabili in termini di maggiori spese di parte corrente. In questo senso, pertanto, la disposizione sembra determinare una dequalificazione della spesa. Sul punto appare quindi necessario acquisire un chiarimento da parte del Governo.

Per quanto concerne, più specificamente, le modalità di copertura finanziaria di cui alle lettere *a)*, *b)*, *e)* e *f)* del comma in commento, si rappresenta preliminarmente che le risorse oggetto di utilizzo sono quelle iscritte nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ai sensi dell'articolo 23, comma 7, del decreto legislativo n. 47 del 2020. Si rammenta che il predetto articolo 23, in attuazione della normativa europea volta alla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra nell'Unione<sup>8</sup>, disciplina la messa all'asta delle quote di emissione di CO<sub>2</sub> che non siano oggetto di assegnazione gratuita ovvero che non siano immesse nella riserva stabilizzatrice di mercato ovvero, ancora, che siano cancellate ai sensi dell'articolo 36 del medesimo decreto legislativo n. 47 del 2020.

In particolare, il citato articolo 23 prevede che i proventi derivanti dalle suddette aste siano versati al Gestore dei servizi energetici - GSE S.p.a. su un conto corrente dedicato e da quest'ultimo trasferiti, comprensivi degli interessi nel frattempo maturati, su apposito conto acceso presso la Tesoreria dello Stato, per essere successivamente versati all'entrata del

---

<sup>8</sup> Si tratta, in particolare, delle direttive (UE) 2018/410, (UE) 2023/958 e (UE) 2023/959, che modificano la direttiva 2003/87/CE che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nell'Unione.

bilancio dello Stato e riassegnati ai pertinenti capitoli per spese di investimento degli stati di previsione interessati.

A titolo informativo, si segnala che, sulla base dei dati disponibili contenuti nel più recente rapporto del GSE sulle aste di CO<sub>2</sub>, relativo al primo trimestre del 2025, tra il 2012 e il 2024 sono stati trasferiti alla Tesoreria dello Stato proventi e interessi derivanti dal collocamento all'asta delle quote di emissione per un valore pari a circa 18,24 miliardi di euro e si registra un andamento al rialzo nel primo trimestre del 2025, nel corso del quale l'Italia ha introitato proventi per circa 655,6 milioni di euro, con un incremento del 22 per cento rispetto al primo trimestre dell'anno 2024, dovuto all'aumento dei prezzi di aggiudicazione nonché all'ingresso nel sistema delle aste di nuovi soggetti regolamentati, che ha determinato una maggiore richiesta di quote<sup>9</sup>. Nel corso dell'anno 2024, lo Stato italiano ha ricavato dal collocamento delle quote di emissione proventi pari nel complesso a 2.610.955.100 euro.

Il richiamato articolo 23 prevede altresì 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 per cento di questi ultimi sia riassegnato al Fondo per l'ammortamento dei titoli di Stato e il restante 50 per cento delle risorse sia invece ripartito tra il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, per una quota pari al 70 per cento, e i Ministeri delle imprese e del *made in Italy* e delle infrastrutture e dei trasporti, per una quota pari al 15 per cento ciascuno, per essere destinato a una serie di attività elencate al comma 7, lettere da *a)* a *r-ter*), del medesimo articolo 23, volte, in particolare, a promuovere la riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra e a sviluppare l'utilizzo delle energie rinnovabili<sup>10</sup>.

Si ricorda, inoltre, che il comma 8 dello stesso 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 di euro annui, al Fondo per la transizione energetica nel

---

<sup>9</sup> “Rapporto Aste CO<sub>2</sub> 2024 – Monitoraggio del mercato del carbonio”, consultabile al seguente indirizzo *internet*: [https://www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20ASTE%20CO2/Rapporto%20Aste%20CO2%20I%20trim%202025.pdf](https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20ASTE%20CO2/Rapporto%20Aste%20CO2%20I%20trim%202025.pdf)

<sup>10</sup> Tra le finalità previste al comma 7 dell'articolo 23 del decreto legislativo n. 47 del 2020 si ricordano, a titolo di esempio: la riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra; lo sviluppo di energie rinnovabili e reti per la trasmissione dell'energia elettrica; interventi volti al contrasto degli effetti avversi del cambiamento climatico; il rafforzamento della tutela degli ecosistemi terrestri e marini; misure intese ad aumentare l'efficienza energetica e idrica; finanziamento di attività a favore del clima in Paesi terzi vulnerabili.

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.

Più nel dettaglio, le modalità di copertura finanziaria di cui alle richiamate lettere *a)*, *b)*, *e)* e *f)* del comma 4 dell'articolo 1 del provvedimento in esame consistono nell'utilizzo di risorse afferenti, rispettivamente, alle seguenti attività di carattere ambientale indicate dalle lettere *h)*, *i)*, *r)* e *l)* del citato comma 7 dell'articolo 23 del decreto legislativo n. 47 del 2020:

- attuazione della cattura e dello stoccaggio geologico sicuri sotto il profilo ambientale delle emissioni di CO<sub>2</sub>, nonché di metodi tecnologici innovativi di rimozione del carbonio;
- promozione del passaggio a modalità di trasporto pubblico a basse emissioni nonché a forme e modalità di trasporto, che contribuiscano in modo significativo alla decarbonizzazione del settore;
- sostegno alle azioni e alle infrastrutture funzionali all'abbandono del carbone nella generazione termoelettrica;
- finanziamento della ricerca e dello sviluppo dell'efficienza energetica e delle tecnologie pulite.

Ciò posto, si rileva preliminarmente 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.

Al fine di consentire una verifica in merito alla disponibilità delle risorse impiegate con finalità di copertura, appare tuttavia necessario che il Governo fornisca una puntuale indicazione dei capitoli di bilancio dello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica concretamente incisi dalle disposizioni in commento.

Si osserva, infatti, che sulla base del nomenclatore degli atti allegato alla tabella del disegno di legge di bilancio per l'anno finanziario 2026 e per il triennio 2026-2028 relativa allo stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica non è possibile individuare in maniera univoca i diversi capitoli nei quali confluiscono i proventi derivanti dalle aste delle quote di emissioni CO<sub>2</sub> di spettanza del medesimo Ministero.

Ad esempio, con specifico riferimento alla promozione del passaggio a modalità di trasporto pubblico a basse emissioni, le risorse, richiamate dalla lettera *b*) del comma 4 dell'articolo 1 del presente decreto-legge, sembrerebbero allocate nell'ambito del capitolo 8406<sup>11</sup>, che presenta una dotazione iniziale di bilancio per l'anno 2026 complessivamente pari a 196.014.080 euro, mentre quelle relative al finanziamento della ricerca e dello sviluppo dell'efficienza energetica e delle tecnologie pulite, di cui alla successiva lettera *f*), sembrerebbero allocate nell'ambito del capitolo 7620<sup>12</sup>, che presenta una dotazione iniziale di bilancio per l'anno 2026 pari complessivamente a 31.052.222 euro.

Si prende, infine, atto di quanto affermato dalla relazione tecnica, secondo cui l'impiego delle risorse in parola non è suscettibile di pregiudicare le finalità originarie per le quali le somme medesime sono state iscritte in bilancio e il loro utilizzo risulta coerente con i profili della spesa già scontati nei saldi di finanza pubblica.

Con specifico riferimento, invece, alla modalità di copertura di cui alla lettera *c*), si evidenzia che l'articolo 15, comma 1, del decreto legislativo n. 199 del 2021 prevede che, a decorrere dall'anno 2022, una quota dei proventi di cui al sopracitato articolo 23 del decreto legislativo n. 47 del 2020 sia destinata alla copertura dei costi di incentivazione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica mediante misure che trovano copertura sulle tariffe dell'energia prevedendo che la predetta quota sia definita annualmente con il decreto interministeriale di cui al comma 4 del medesimo articolo 23, che provvede alla ripartizione dei predetti proventi. Al riguardo, la relazione tecnica riferita allo schema del decreto legislativo n. 199 del 2021 chiarisce che, al fine consentire l'utilizzo dei proventi delle aste nei termini stabiliti dalla normativa in esame, i suddetti proventi sono versati ai conti di gestione istituiti presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali dall'Autorità di regolazione per l'energia le reti e l'ambiente e destinati alla promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.

---

<sup>11</sup> Denominato "Promozione e valutazione di misure e di programmi relativi ai settori della mobilità, della produzione di energia elettrica delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica e dell'assorbimento di carbonio, nonché misure e programmi relativi alla mobilità che incentivino il trasporto su ferro delle merci, le metropolitane e il trasporto pubblico al fine della riduzione dell'inquinamento atmosferico, in particolare nelle aree urbane, a tutela della salute dei cittadini e dell'ambiente".

<sup>12</sup> Denominato "Investimenti dedicati alle attività di ricerca, sviluppo e innovazione delle tecnologie energetiche pulite connessi al rispetto degli impegni assunti dal governo italiano con l'iniziativa *Mission Innovation* adottata durante la conferenza sull'ambiente 2015 di Parigi".

Sul punto, si rileva che nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica è istituito l'apposito capitolo 7664<sup>13</sup>, che nell'ambito delle previsioni iniziali di bilancio per il triennio 2026-2028 non reca alcuno stanziamento, mentre, da un'interrogazione presso la banca dati della Ragioneria generale dello Stato, dalla data del 3 marzo 2026 risultano, per effetto di variazioni definitive di competenza, disponibilità pari a 67.398.600 euro per l'anno corrente, in misura pressoché corrispondente, quindi, all'importo indicato dalla disposizione in commento.

Al riguardo, nel prendere atto che anche in relazione alla lettera c) la relazione tecnica assicura che l'impiego delle risorse in parola non è suscettibile di pregiudicare le finalità originarie per le quali le somme medesime sono state iscritte in bilancio e il loro utilizzo risulta coerente con i profili della spesa già scontati nei saldi di finanza pubblica, si ravvisa l'esigenza di acquisire dal Governo una conferma della ricostruzione sopra riportata, nonché ulteriori elementi di informazione rispetto alle modalità con cui sono state definite le risorse oggetto di utilizzo.

Infine, con riferimento alla modalità di copertura finanziaria di cui alla lettera d), si rappresenta che l'articolo 15, comma 1, del decreto legislativo n. 102 del 2014 ha istituito, nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, il Fondo nazionale per l'efficienza energetica la cui dotazione per gli anni successivi al 2015, ai sensi del predetto comma 1 dell'articolo 15, può essere integrata:

- per il periodo 2015-2030, 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 3 marzo 2011, n. 28;
- fino a 15 milioni di euro annui per il periodo 2014-2030 a carico del Ministero dello sviluppo economico e fino a 35 milioni di euro annui per il periodo 2014-2030 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 13 marzo 2013, n. 30;

---

<sup>13</sup> Il capitolo di spesa in esame, denominato "Somma da trasferire alla cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) per l'erogazione di incentivi alle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica", risulta istituito a partire dall'esercizio finanziario 2024, senza tuttavia la previsione di alcuno stanziamento.

- con ulteriori risorse a carico del Ministero dello sviluppo economico o 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 cui all'articolo 19 del decreto legislativo 13 marzo 2013, n. 30, non diversamente impegnate e previa verifica delle disponibilità accertate.

Si rammenta altresì che, ai sensi del comma 2 dell'articolo 15 del decreto legislativo n. 102 del 2014, il fondo 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 a decorrere dall'anno 2022.

Tanto premesso, nel prendere atto di quanto precisato, in linea generale, dalla relazione tecnica, secondo cui l'impiego delle risorse utilizzate dal comma in esame non è suscettibile di pregiudicare le finalità originarie per le quali le somme medesime sono state iscritte in bilancio e che il loro utilizzo risulta coerente con i profili della spesa già scontati nei saldi di finanza pubblica, appare comunque utile acquisire una conferma da parte del Governo circa l'effettiva disponibilità delle risorse del fondo utilizzate con finalità di copertura finanziaria anche sul saldo dell'indebitamento netto, coerentemente con quanto indicato nel prospetto riepilogativo degli effetti finanziari, tenuto conto della circostanza che il predetto Fondo ha prevalentemente carattere rotativo.

Ciò posto, si segnala che il Fondo nazionale per l'efficienza energetica, oggetto di riduzione, è iscritto sul capitolo 7660, piano gestionale n. 3, dello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e reca, nell'ambito del vigente bilancio triennale, una dotazione iniziale pari a 6,3 milioni di euro per l'anno 2026. Si rappresenta peraltro che, sulla base di un'interrogazione alla banca dati della Ragioneria generale dello Stato, sul predetto piano gestionale risulta una variazione definitiva di competenza, per l'anno in corso, pari a 50 milioni di euro, con un conseguente stanziamento definitivo di competenza pari a 56,3 milioni di euro e un successivo accantonamento per un importo pari a 5 milioni di euro.

Al riguardo, si evidenzia quindi l'esigenza di acquisire un chiarimento da parte del Governo circa il fatto che il predetto accantonamento debba intendersi riferito a parte dell'importo posto

a copertura finanziaria dalla lettera in esame e comunque in merito all'effettiva disponibilità delle risorse impiegate con finalità di copertura finanziaria dalla lettera d) del comma in commento.

## **ARTICOLO 2**

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

Le norme prevedono la facoltà per i soggetti responsabili di impianti fotovoltaici con potenza superiore a 20kW che beneficiano di premi fissi, non derivanti dai prezzi di mercato, tramite meccanismi del Conto energia con scadenza a decorrere dal 2029, di prorogare di tre o sei mesi il periodo di incentivazione a fronte di una riduzione della tariffa premio rispettivamente del 15 o del 30 per cento dal 1° luglio 2026 al 31 dicembre 2027. Tale facoltà può essere esercitata entro il 31 maggio 2026.

Si rammenta che detti meccanismi di incentivazione sono finanziati attraverso componenti tariffarie a carico delle utenze elettriche.

I medesimi soggetti possono altresì optare, entro il 30 settembre 2026, per la fuoriuscita dai relativi meccanismi di incentivazione, entro un limite massimo di potenza complessiva pari a 10 GW, a fronte del riconoscimento di un corrispettivo, espresso in euro per MW, e determinato dal GSE per ciascun impianto.

I soggetti che aderiscono ad uno degli schemi di riduzione della tariffa premio hanno priorità di fuori uscita; il corrispettivo determinato dal GSE 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. I corrispettivi sono calcolati assumendo, come stima della produzione attesa, la media della produzione storica dell'impianto dell'ultimo quinquennio e i flussi di cassa 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.

Per l'eventuale potenza residua del contingente di potenza complessiva di 10 GW, gli impianti i cui soggetti responsabili non hanno aderito agli schemi di riduzione di cui sopra sono selezionati mediante una procedura competitiva, gestita dal GSE, da svolgersi entro il 30 giugno 2027 in forma telematica, sulla base di offerte di ribasso percentuale rispetto al valore base dei flussi di cassa attualizzati. Il GSE ordina le offerte ricevute in senso decrescente rispetto al beneficio atteso per il sistema fino a concorrenza del limite della potenza residua.

La medesima procedura competitiva è svolta tra i soggetti che hanno aderito agli schemi di riduzione della tariffa premio se hanno richiesto la fuoriuscita dai meccanismi di incentivazione per oltre 10 GW.

I soggetti responsabili degli impianti così selezionati ricevono, a decorrere dal 2028, in rate costanti, in dieci anni, 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, purché siano effettuati interventi di rifacimento volti ad aumentare la producibilità dell'impianto. I medesimi impianti possono partecipare ai meccanismi di supporto previsti dalla legislazione vigente limitatamente alla potenza corrispondente all'incremento di producibilità così ottenuto.

Il comma 5, con un'integrazione alla sezione II dell'allegato A del decreto legislativo n. 190 del 2024, ricomprende 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.

**Il prospetto riepilogativo** ascrive alle norme i seguenti effetti sui saldi di finanza pubblica.

(milioni di euro)

	Saldo netto da finanziario			Fabbisogno			Indebitamento netto		
	2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
<b>Minori spese correnti</b>									
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				146,0	292,0		146,0	292,0	

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 (commi 1-3)									
<b>Minori entrate tributarie</b>									
Riduzione della componente ASOS delle bollette elettriche applicata alle utenze non domestiche, connessa all'adesione volontaria alla revisione degli schemi di incentivo (commi 1-3)				146,0	292,0		146,0	292,0	
<b>Minori spese correnti</b>									
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 (comma 4)						1.999,0			1.999,0
<b>Minori entrate tributarie</b>									
Riduzione della componente ASOS delle bollette elettriche applicata alle utenze non domestiche, connessa all'opzione di uscita anticipata e rifacimento integrale (comma 4)						1.999,0			1.999,0

**La relazione tecnica** osserva che le disposizioni in commento prevedono un meccanismo ad adesione volontaria per i soggetti responsabili degli impianti soggetti ai meccanismi dei conti energia I-V, aventi potenza superiore a 20kW, 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 13,3GW, potrebbe optare per il riconoscimento nel secondo semestre del 2026 e nel 2027, dell'85 per cento della tariffa premio spettante sull'energia prodotta a fronte di un'estensione delle relative convenzioni di tre mesi, ovvero per il riconoscimento, nel medesimo periodo, del 70 per cento della tariffa premio, a fronte dell'estensione della convenzione per sei mesi.

Qualora la partecipazione sia pari al 30 per cento della platea interessata, di cui il 70 per cento aderendo alla riduzione del 15 per cento, la relazione tecnica stima in 146 milioni di

euro nel 2026 e in 292 milioni di euro nel 2027 la riduzione del fabbisogno ASOS. La successiva estensione dei contratti determinerebbe un incremento cumulato dell'onere ASOS nel periodo 2029-2038 di circa 485 milioni di euro.

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

*Variazione fabbisogno ASOS [Miliardi di euro]*

Per gli impianti fotovoltaici di potenza superiore ai 20 kW che hanno aderito ai meccanismi del cosiddetto Conto Energia I-IV, si prevede poi un'opzione facoltativa di uscita anticipata dai medesimi meccanismi a specifiche condizioni. Tale misura, secondo la relazione tecnica, 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, con priorità per gli impianti che abbiano aderito al meccanismo volontario di riduzione della tariffa di cui sopra. A tali impianti è riconosciuto un corrispettivo 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.

Gli altri impianti saranno selezionati tramite 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 per cento del beneficio residuo attualizzato (si stima un tasso del 10 per cento) 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 per cento) 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 previsti dalla legislazione vigente.

Dal 2028 al 2031, dalla fuoriuscita dal meccanismo dei Conti Energia I-IV la relazione tecnica stima derivi 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.

Successivamente, dato il costo decennale del corrispettivo riconosciuto in caso di rifacimento degli impianti, può stimarsi un maggior fabbisogno di approvvigionamento

ASOS pari a 771 milioni per il 2032, 1.261 milioni per il 2033, 1.357 milioni per il 2034, 1.364 milioni per il 2035, e 1.374 milioni per ciascuno degli anni 2036 e 2037.

La relazione tecnica 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, la relazione tecnica osserva che si avrebbe comunque un beneficio per i consumatori finali dettato dall'abbassamento dello stesso prezzo di mercato.

	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]*

Gli effetti cumulati derivanti dalla facoltà di ridurre la tariffa incentivante a fronte dell'estensione del periodo di incentivazione e dalla facoltà di cessare anticipatamente il periodo di incentivazione a fronte del rifacimento degli impianti conseguendo un corrispettivo nei dieci anni successivi sono riassunti nella tabella seguente.

anno	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
commi 1-3	-0,146	-0,292	0	0,01125	0,0609	0,217	0,16	0,027	0,0057	0,001	0,001	0,001	0,001
comma 4	0	0	-1,999	-1,901	-1,703	-1,083	0,771	1,261	1,357	1,364	1,374	1,374	0
<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]*

Nel commentare le altre disposizioni, la relazione tecnica evidenzia che esse recano semplificazioni di carattere amministrativo che non comportano nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica e rinviando a successivi provvedimenti del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e dell'ARERA la definizione delle modalità attuative delle misure sopra descritte.

Con specifico riguardo al comma 7, che prevede l'allineamento, con deliberazione dell'ARERA, del termine di versamento alla CSEA da parte dei distributori del gettito derivante dalle componenti tariffarie ASOS e ARIM a quello previsto per il versamento dei venditori ai distributori, precisa che l'anticipo strutturale di un mese del versamento di tali oneri, a partire da quelli fatturati a marzo 2026, determina un aumento per il 2026 delle risorse a disposizione della CSEA stimabile in 850 milioni di euro.

**In merito ai profili di quantificazione**, si osserva preliminarmente che la norma attribuisce ai titolari di impianti da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20kW beneficiari dei meccanismi dei conti energia I-IV due facoltà tra loro non alternative:

- la riduzione per 18 mesi del 15 o del 30 per cento della tariffa premio a fronte di un'estensione del periodo di incentivazione di tre o sei mesi;
- la cessazione anticipata del meccanismo di incentivazione a fronte del rifacimento degli impianti e del riconoscimento di un corrispettivo pari al 90 per cento del valore attualizzato dei flussi di cassa residui degli incentivi spettanti dal 1° gennaio 2028 al termine di cessazione del contratto di incentivazione; la maggiore producibilità conseguita è ammessa ai vigenti meccanismi di incentivazione.

Tale seconda opzione può essere esercitata fino al raggiungimento di un contingente di 10GW, dando priorità agli impianti che hanno esercitato l'opzione di riduzione delle tariffe premio di cui sopra. Altrimenti, si prevede lo svolgimento di una procedura competitiva con offerte al ribasso.

La relazione tecnica stima che l'effetto cumulato dei due meccanismi consentirebbe una riduzione del fabbisogno ASOS a carico della tariffa elettrica fino al 2031 (-6,8 miliardi di euro in sei anni), a fronte di un aumento dello stesso negli anni successivi, fino al 2038 (+7,7 miliardi di euro in sette anni).

Il prospetto riepilogativo degli effetti finanziari qualifica come:

- minori spese correnti gli effetti derivanti dalla contrazione del fabbisogno ASOS;
- minori entrate tributarie gli effetti derivanti dalla conseguente riduzione degli oneri generali da porre a carico della tariffa elettrica.

Tali effetti sembrerebbero riconducibili, sebbene la relazione tecnica non rechi indicazioni al riguardo, alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) - che rientra nell'elenco delle amministrazioni pubbliche elaborato dall'ISTAT ai fini del conto economico consolidato - che raccoglie e gestisce gli oneri di sistema, redistribuisce le risorse così ottenute e finanzia misure energetiche e ambientali.

Gli effetti complessivi per la finanza pubblica che ne derivano, comunque, secondo i dati riportati dalla relazione tecnica, sono di segno opposto e di pari importo e pertanto non comportano variazioni dei saldi stimati in termini di fabbisogno e di indebitamento netto.

Si rileva che, in altre circostanze<sup>14</sup>, incrementi o riduzioni di componenti tariffarie derivanti da misure volte a promuovere taluni investimenti o a riconoscere benefici a certe categorie di utenze sono stati considerati privi di effetti in termini di maggiori entrate o minori spese e comunque invariati di saldi di finanza pubblica.

In merito a tale diversa modalità di evidenziazione degli effetti derivanti da disposizioni che intervengono sul settore elettrico appare opportuno acquisire chiarimenti.

### **ARTICOLO 3**

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

**La norma** prevede che, per il periodo d'imposta successivo a quello in corso al 31 dicembre 2025 e per quello successivo, l'aliquota IRAP di cui all'articolo 16, comma 1 e 1-*bis*, del decreto legislativo n. 446 del 1997<sup>15</sup>, sia aumentata di due punti percentuali per i soggetti esercenti, in via prevalente, le attività economiche individuate dai codici ATECO di cui alla tabella 1 allegata al decreto in esame (comma 1)

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

Viene altresì previsto 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 siano 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, in tema di rimodulazione del sistema tariffario elettrico delle Ferrovie dello

---

<sup>14</sup> Si veda, ad esempio, il prospetto riepilogativo degli effetti finanziari allegato al disegno di legge di conversione del decreto-legge n. 181 del 2023, recante all'articolo 5, disposizioni con effetti sulla determinazione degli oneri generali di sistema.

<sup>15</sup> Istituzione dell'imposta regionale sulle attività produttive, revisione degli scaglioni, delle aliquote e delle detrazioni dell'Irpef e istituzione di una addizionale regionale a tale imposta, nonché riordino della disciplina dei tributi locali.

Stato, del decreto-legge n. 91 del 2014<sup>16</sup>, 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)<sup>17</sup> (comma 3).

Agli oneri derivanti dal comma 1, valutati in 7,1 milioni di euro per l'anno 2027, 8,4 milioni di euro per l'anno 2028 e 1,3 milioni di euro per l'anno 2029, si provvede, quanto a 7,1 milioni di euro per l'anno 2027, 8,4 milioni di euro per l'anno 2028, mediante corrispondente utilizzo di quota parte delle maggiori entrate e delle minori spese derivante dal comma 1, e, quanto a 1,3 milioni di euro per l'anno 2029, mediante corrispondente riduzione del Fondo per gli interventi strutturali di politica economica di cui all'articolo 10, comma 5, del decreto-legge n. 282 del 2004<sup>18</sup> (comma 4).

Il **prospetto riepilogativo** ascrive alla norma i seguenti effetti sui saldi di finanza pubblica:

*(milioni di euro)*

	Saldo netto da finanziare			Fabbisogno			Indebitamento netto		
	2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
<b>Maggiori spese correnti</b>									
Compensazione da erogare a favore di CSEA a fronte della riduzione della componente ASOS delle bollette elettriche applicata alle utenze non domestiche (comma 3)	469,6	545,4	74,5						
<b>Minori entrate tributarie</b>									
Incremento del 2 per cento dell'aliquota IRAP di cui all'art. 16, c. 1, del D.Lgs. 446/1997, applicabile alle imprese del comparto energetico ovvero ai soggetti che svolgono, in via prevalente, attività economiche individuate nelle divisioni 6, 9, 19, 35 e 49 della classificazione ATECO - recupero deducibilità IRAP versata – IRES (comma 1)		7,1	8,4		7,1	8,4		7,1	8,4
Riduzione della componente ASOS delle bollette elettriche applicata alle utenze non domestiche (comma 3)				469,6	545,4	74,5	469,6	545,4	74,5
<b>Minori spese correnti</b>									
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	469,6	552,5	82,9						

<sup>16</sup> Disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea.

<sup>17</sup> Ai sensi dell'articolo 3 del decreto-legge n. 131 del 2023 (Misure urgenti in materia di energia, interventi per sostenere il potere di acquisto e a tutela del risparmio).

<sup>18</sup> Disposizioni urgenti in materia fiscale e di finanza pubblica.

via prevalente, attività economiche individuate nelle divisioni 6, 9, 19, 35 e 49 della classificazione ATECO – IRAP (comma 1)									
Riduzione del Fondo per gli interventi strutturali di politica economica, di cui all'art. 10, c. 5, del D.L. 282/2004 (comma 4)									
<b>Maggiori entrate tributarie</b>									
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 (comma 1)				469,6	552,5	82,9	469,6	552,5	82,9

La **relazione tecnica** afferma che la norma prevede, al comma 1, l'innalzamento di 2 punti percentuali delle aliquote IRAP di cui ai commi 1 e 1-*bis* dell'articolo 16 del decreto legislativo n. 446 del 1997, per i periodi d'imposta 2026 e 2027 applicabili al comparto energetico ovvero ai soggetti che svolgono, in via prevalente, attività economiche individuate dai seguenti codici ATECO:

**B - ATTIVITÀ ESTRATTIVE**

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

**C - ATTIVITÀ MANIFATTURIERE**

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

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

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

**H - TRASPORTO E MAGAZZINAGGIO**

- 49.50.1 Trasporto mediante condotte di gas

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

La relazione tecnica riporta i seguenti effetti finanziari di cassa nell'ipotesi di acconto IRAP pari all'85 per cento e acconto IRES al 75 per cento, 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
<b>IRAP - comparto energetico</b>	469,6	552,5	82,9	0,0	0,0
<b>IRES - Recupero deducibilità IRAP versata</b>	0,0	-7,1	-8,4	-1,3	0,0
<b>Totale</b>	469,6	545,4	74,5	-1,3	0,0

*importi in milioni di euro*

In merito al comma 3, la relazione afferma che esso 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 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.

Sulla base dei consumi della platea interessata, pari a 125 TWh, la relazione 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.

Per quanto riguarda il comma 4, la relazione tecnica afferma che esso 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 n. 282 del 2004.

**In merito ai profili di quantificazione**, si rileva preliminarmente che la norma prevede che, per il periodo d'imposta successivo a quello in corso al 31 dicembre 2025 e per quello successivo, l'aliquota IRAP di cui all'articolo 16, commi 1 e 1-*bis*, del decreto legislativo n. 446 del 1997, sia aumentata di due punti percentuali per i soggetti esercenti, in via prevalente, le attività economiche individuate dai codici ATECO di cui alla tabella 1 allegata al decreto in esame (comma 1).

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

Viene altresì previsto 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 siano 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 alcune utenze<sup>19</sup> (comma 3).

Agli oneri derivanti dal comma 1, valutati in 7,1 milioni di euro per l'anno 2027, 8,4 milioni di euro per l'anno 2028 e 1,3 milioni di euro per l'anno 2029, si provvede, quanto a 7,1 milioni di euro per l'anno 2027, 8,4 milioni di euro per l'anno 2028 si provvede ai sensi del comma 4 (*cf. infra*).

La relazione tecnica, avvalendosi del modello di microsimulazione IRAP con base dati relativa alle dichiarazioni IRAP 2025 (periodo d'imposta 2024), stima un incremento del gettito IRAP pari a 469,6 milioni di euro per l'anno 2026, 552,5 milioni di euro per il 2027, 82,9 milioni di euro per il 2028. Tali stime tengono conto dell'impatto del meccanismo di determinazione dell'acconto di cui al comma 2. Parallelamente, la relazione quantifica gli oneri derivanti dalla minore entrata IRES per effetto della deducibilità della maggiore imposta versata, valutati in - 7,1 milioni di euro nel 2027, -8,4 milioni nel 2028 e -1,3 milioni nel 2029.

Il saldo complessivo è, conseguentemente, positivo per un importo di 469,6 milioni di euro nel 2026, 545,5 milioni di euro nel 2027 e di 74,5 milioni di euro nel 2028 e viene destinato alla riduzione della componente ASOS delle bollette elettriche applicata alle utenze non domestiche, mentre è negativo per un importo di 1,3 milioni di euro nel 2029, che viene coperto mediante corrispondente riduzione del Fondo per gli interventi strutturali di politica economica di cui all'articolo 10, comma 5, del decreto-legge n. 282 del 2004.

Al riguardo, ai fini di una puntuale verifica della quantificazione, appare necessario acquisire i dati analitici posti alla base del calcolo effettuato mediante modello di microsimulazione, quali,

---

<sup>19</sup> Si tratta delle utenze relative all'illuminazione pubblica, in bassa tensione per altri usi e delle utenze non domestiche in media, alta e altissima tensione, dei prelievi che godono del regime tariffario speciale di cui all'articolo 29 (Rimodulazione del sistema tariffario elettrico delle Ferrovie dello Stato) del decreto-legge n. 91 del 2014, nonché 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).

in particolare, quelli relativi alle basi imponibili riferibili alle attività economiche interessate, le aliquote medie IRES applicate al campione di imprese analizzato, i coefficienti di deducibilità dell'IRAP utilizzati e i tassi di variazione della redditività del settore ipotizzati dal modello per proiettare i dati storici del 2024 sui periodi d'imposta successivi.

Infine, si rileva l'opportunità, dal punto di vista formale, di precisare, al fine di escludere dubbi interpretativi, che l'acconto dovuto per il periodo d'imposta successivo a quello in corso al 31 dicembre 2025, cui si riferisce il comma 2, è l'acconto IRAP, come risulta anche dalla relazione tecnica che, in relazione all'acconto IRES, non quantifica alcun effetto finanziario con riferimento all'anno 2026.

**In merito ai profili di copertura finanziaria**, si fa presente che il comma 4 dell'articolo 3 provvede agli oneri derivanti dal comma 1 del medesimo articolo 3, 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, tramite le seguenti modalità:

- 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 derivanti dal comma 1 medesimo;
- 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 n. 282 del 2004.

In merito alla prima modalità di copertura finanziaria, si rinvia a quanto osservato con riferimento ai profili di quantificazione finanziaria del predetto comma 1.

Con riferimento alla seconda modalità di copertura finanziaria, si fa presente che il Fondo per interventi strutturali di politica economica, iscritto sul capitolo 3075 dello stato di previsione del Ministero dell'economia e delle finanze, reca, nell'ambito del vigente bilancio triennale, una dotazione iniziale pari a 857.585.924 euro per l'anno 2026, a 636.875.613 euro per l'anno 2027 e a 1.368.208.924 euro per l'anno 2028.

In proposito, pur considerando la relativa esiguità della riduzione prevista, appare utile acquisire una conferma da parte del Governo circa l'effettiva disponibilità delle risorse utilizzate con finalità di copertura finanziaria, nonché una rassicurazione in ordine al fatto che dal loro utilizzo non derivi pregiudizio alla realizzazione di altri interventi eventualmente già programmati a legislazione vigente a valere sulle risorse medesime.

#### **ARTICOLO 4**

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

**Normativa previgente.** L'articolo 28 del decreto legislativo n. 199 del 2021 ha previsto la realizzazione da parte del Gestore dei mercati Energetici (GME) di una "bacheca" per l'incontro tra le parti interessate alla stipula di contratti di lungo termine di energia rinnovabile e di una piattaforma di mercato organizzato per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili. Prevede, inoltre, l'assunzione, da parte del Gestore dei Servizi Energetici (GSE), del ruolo di garante di ultima istanza per la gestione dei rischi di inadempimento di controparte nei contratti così negoziati. Agli oneri conseguenti, nel limite di 45 milioni di euro annui per ciascuno degli anni dal 2025 al 2027, si provvede mediante corrispondente utilizzo di quota parte dei proventi delle aste, relative ai medesimi anni, delle quote di emissione di anidride carbonica

**Le norme** prevedono l'integrazione della bacheca realizzata dal Gestore dei Mercati Energetici – GME S.p.A. ai sensi dell'articolo 28 del decreto legislativo n. 199 del 2021 con nuove sezioni per l'incontro tra la domanda di energia per almeno tre anni da parte delle imprese e l'offerta di energia non già oggetto di contrattualizzazione nell'ambito dei meccanismi di supporto per la produzione di energia da fonti rinnovabili (comma 1). I contratti sono stipulati al di fuori della bacheca, anche con il supporto del GSE, e sono registrati sulla bacheca medesima; anche per tali contratti, le parti possono richiedere al GSE l'assunzione del ruolo di garante di ultima istanza, nel limite delle risorse destinate al medesimo scopo ai sensi dell'articolo 28 del decreto legislativo n. 199 del 2021 (comma 2). Al GSE è affidato poi il compito di individuare, nel rispetto del medesimo limite di spesa, forme di minimizzazione e trasferimento del rischio dei contraenti, anche avvalendosi del supporto di SACE S.p.A., che a tal fine è autorizzata a rilasciare, 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 n. 213/23, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Le citate disposizioni della legge n. 213 del 2023 prevedono il rilascio, da parte di SACE, fino al 31 dicembre 2029, di garanzie connesse a investimenti nei settori delle infrastrutture, dei servizi pubblici locali e

dell'industria e ai processi di transizione ecologica e l'innovazione delle imprese. Gli impegni da ciò derivanti sono assunti dalla SACE S.p.A. nella misura del 20 per cento e dallo Stato nella misura dell'80 per cento del capitale e degli interessi di ciascun impegno, senza vincolo di solidarietà. Gli impegni assunti dalla SACE S.p.A., nei limiti indicati dalla legge di bilancio (nel 2026 pari a 13 miliardi di euro) sono garantiti dallo Stato. Gli impegni così assunti dallo Stato non possono superare il limite annuo fissato dalla legge di bilancio e l'importo complessivo massimo di 60 miliardi di euro, tenuto conto degli impegni, tempo per tempo in essere, già assunti dalla SACE S.p.A. a valere sulle disponibilità del fondo di cui all'articolo 1, comma 14, del decreto-legge n. 23 del 2020. Ad essi si provvede nei limiti delle risorse libere disponibili nel medesimo fondo.

Per l'anno 2026, l'importo massimo degli impegni assumibili da SACE S.p.A. verso il GSE per i suddetti fini è pari a 250 milioni di euro. Per le successive annualità detto importo è fissato con legge di bilancio.

Il comma 4 rinvia ad un successivo decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, la definizione, su proposta del GSE, delle regole operative e dei requisiti che le imprese devono soddisfare per l'accesso alla garanzia di ultima istanza del GSE.

Viene poi affidato all'Acquirente Unico il compito, secondo condizioni e modalità stabilite dall'ARERA, il compito di svolgere 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 (comma 5).

Al fine di promuovere la stipula di contratti di lungo termine di energia da fonti rinnovabili, si prevede anche che l'ARERA adotti specifiche linee guida per i gruppi di acquisto (comma 6) e definisca le modalità attraverso cui le imprese possono approvvigionarsi di energia attraverso contratti di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine (comma 8), nonché lo svolgimento da parte del Gruppo GSE, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, di attività di formazione e divulgazione nei confronti delle piccole e medie imprese (comma 7).

Il comma 9 prevede che i Consorzi per le Aree di Sviluppo Industriale (ASI), anche avvalendosi del supporto del GSE, possono individuare superfici da destinare alla realizzazione di impianti di energia elettrica da fonti rinnovabili oggetto di successiva contrattualizzazione a lungo termine.

Stante il nuovo quadro regolatorio introdotto dalle norme in commento, il comma 10 abroga il comma 5 dell'articolo 28 del decreto legislativo n. 199 del 2021, 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.

I commi 12 e 13, infine, 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.

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.

Si ricorda che detti contratti, sottoscritti a valle di procedure concorsuali al ribasso, conferiscono il diritto a regolare le differenze tra il prezzo del mercato del giorno prima e un prezzo contrattuale di esercizio e sono finalizzati a porre la produzione di energia da fonti rinnovabili al riparo dalle fluttuazioni del mercato dovute alle dinamiche del costo dei combustibili fossili. L'effetto è la compensazione, in aumento o in diminuzione, delle variazioni dei prezzi sul mercato del giorno prima a favore o sfavore dei produttori di energia da fonti rinnovabili. Prima dell'avvio di tali procedure concorsuali, l'articolo 16-*bis* del decreto-legge n. 17 del 2022 prevede lo svolgimento di procedure concorsuali dal lato della domanda, cui partecipano le imprese, per la sottoscrizione di contratti per differenze diretti a regolare le differenze tra il prezzo del mercato del giorno prima e un altro riferimento di prezzo (prezzo contrattuale di esercizio dal lato della domanda), che si perfezionano come diritti acquisiti dal GSE solo alla conclusione delle procedure concorsuali dal lato dell'offerta.

Il meccanismo, quindi, ha come effetto che le imprese che acquistano e vendono energia al GSE coprono reciprocamente i rischi derivanti dalle fluttuazioni dei mercati energetici.

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.

**Il prospetto riepilogativo** ascrive alle norme i seguenti effetti sui saldi di finanza pubblica.

(milioni di euro)

	Saldo netto da finanziare			Fabbisogno			Indebitamento netto		
	2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
<b>Maggiori spese correnti</b>									
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 (comma 12)						45,0			45,0
<b>Maggiori entrate tributarie</b>									
Incremento degli oneri generali di sistema riscossi attraverso le bollette elettriche connesso all'erogazione della premialità riconosciuta da Acquirente unico S.p.a. (comma 12)						45,0			45,0

**La relazione tecnica** osserva che le disposizioni in commento sono 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 a legislazione vigente.

Entrando nel merito delle singole disposizioni, evidenzia che l'evoluzione della bacheca del GME 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. Quanto all'eventuale supporto che il GSE è chiamato a fornire per la stipula dei contratti al di fuori della bacheca, osserva che la società è in grado di provvedervi 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. Ricorda che le parti del contratto possono richiedere al GSE di svolgere il ruolo di garante di ultima istanza nei limiti delle risorse destinate allo scopo dall'articolo 28 decreto legislativo n. 199 del 2021 (45 milioni di euro 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.

Solo una volta esaurite le risorse destinate alla garanzia di ultima istanza, il GSE può avvalersi del supporto di SACE, che è autorizzato a rilasciare a favore dello stesso GSE 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.

A tal proposito, la relazione tecnica precisa che le risorse stanziare a legislazione vigente dall'articolo 28 del decreto legislativo 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 decreto legislativo n. 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.

L'intervento di SACE, si segnala, avviene 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. 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, nonché entro l'importo massimo indicato dalla norma in commento di 250 milioni di euro.

La relazione tecnica chiarisce che, a seconda del caso, la garanzia di SACE in favore del GSE copre il rischio di mancato pagamento, da parte del consumatore, del corrispettivo dovuto ai sensi del PPA ovvero 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.

La relazione evidenzia che l'intervento in garanzia di SACE prevede specifiche analisi istruttorie sia di ciascuna controparte contrattuale, sia dei termini e delle condizioni di ciascun contratto, 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. Pertanto, l'intervento a mercato determina l'applicazione di premi tali da assicurare la sostenibilità e l'equilibrio finanziario della misura. Con riguardo al servizio di aggregazione che l'Acquirente Unico è chiamato a svolgere, la relazione tecnica afferma che la società può provvedervi nell'ambito delle risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente. A tal proposito segnala che attualmente nella Direzione che svolge attività di approvvigionamento di energia elettrica per il mercato dei vulnerabili sono presenti 11 risorse. Le medesime sono giudicate sufficienti a garantire tale attività che si stima potrebbe comportare, mediante una

riorganizzazione della struttura, al massimo l'utilizzo del 30 per cento 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).

Quanto alle attività di formazione e divulgazione che il gruppo GSE è previsto svolga nei confronti delle imprese in relazione alla contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, la relazione afferma che esse rientrano nell'ambito delle ordinarie attività svolte da tali società per la promozione degli strumenti e regimi dalle stesse gestiti; pertanto, la disposizione non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

In merito al supporto che i Consorzi per le Aree di Sviluppo Industriale possono richiedere al GSE per individuare superfici da destinare alla realizzazione di impianti di energia elettrica da fonti rinnovabili oggetto di successiva contrattualizzazione a lungo termine, la relazione sottolinea 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.

La relazione tecnica chiarisce poi come il comma 10 rechi una disposizione di coordinamento normativo che non determina alcun onere a carico della finanza pubblica.

Nel commentare le modifiche previste al meccanismo di disaccoppiamento del prezzo dell'energia elettrica dal prezzo gas previsto all'articolo 16-*bis* del decreto-legge n. 17 del 2022, la relazione tecnica osserva, in premessa, che tale meccanismo prevede la stipula, da parte del GSE, di CFD<sup>20</sup> a due vie con impianti rinnovabili esistenti individuati tramite asta con partecipazione su base volontaria. Sulla base di dati stimati del GSE, la produzione che potrebbe essere oggetto di offerta ai clienti finali partecipanti alle procedure competitive lato domanda, riguardanti impianti fotovoltaici o eolici che non risultano contrattualizzati attraverso meccanismi di incentivazione, ammonta attualmente a circa 24 TWh/anno.

Dalla regolazione dei differenziali di prezzo in esecuzioni dei contratti stipulati dal GSE con produttori di energia elettrica da rinnovabili e imprese consumatrici, si prevede derivi un effetto positivo di restituzione di oneri sull'ASOS, e conseguente riduzione delle bollette. Ciò in quanto: lato offerta, il prezzo di esercizio dei contratti stipulati dal GSE con i

---

<sup>20</sup> *Contract for difference*

produttori è definito in modo da coprire esclusivamente i costi di esercizio e mantenimento degli impianti per la durata dei suddetti contratti, che si collocheranno presumibilmente su valori inferiori a quelli di mercato; lato domanda, anche con le modifiche introdotte, 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, secondo la relazione tecnica, 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.

La relazione tecnica osserva che i commi 12 e 13 riconoscono a taluni impianti di potenza superiore a 20kW, al termine del periodo di incentivazione, priorità di accesso alla bacheca gestita dal GME e 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. Si precisa che detta premialità è riconosciuta a valere sugli oneri generali di sistema.

Per la determinazione della platea interessata, 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, riassunto nella tabella sotto riportata.

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
<b>TOTALE</b>	<b>10,05</b>	<b>10,3</b>	<b>12</b>	<b>14</b>	<b>24</b>	<b>28</b>	<b>34,6</b>

Ipotizzando un tasso di adesione del 50 per cento, un 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 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, si stimano i seguenti costi sugli oneri generali di sistema:

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

Sulla base delle ipotesi formulate nella relazione tecnica, 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.

**In merito ai profili di quantificazione**, si osserva preliminarmente che le norme sono 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 di strumenti previsti a legislazione vigente: la bacheca gestita dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), ai sensi dell'articolo 28 del decreto legislativo n. 199 del 2021, e i contratti a due vie stipulati dal GSE, ai sensi dell'articolo 16-*bis* del decreto-legge n. 17 del 2022.

La riforma della disciplina dei contratti a due vie garantisce maggiore flessibilità allo strumento e la copertura dei costi di mantenimento degli impianti. Assicura poi l'equivalenza fra i volumi contrattualizzati dal lato dell'offerta e dal lato della domanda e prevede che i prezzi contrattuali dal lato della domanda non siano mai inferiori al prezzo di esercizio più alto dal lato dell'offerta; in tal modo sterilizza la possibilità che vi siano effetti negativi a carico degli oneri generali di sistema.

Il potenziamento della bacheca del GME prevede il rilascio da parte del GSE e di SACE di garanzie entro i limiti stabiliti dalla norma in commento e nell'ambito delle risorse disponibili a legislazione vigente.

Prevede poi, a favore di taluni impianti di potenza superiore a 20kW che stipulano contratti di lungo termine al termine di un precedente periodo di incentivazione, una premialità riconosciuta dall'Acquirente unico S.p.a., nell'ambito del servizio di aggregazione, 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.

Per determinare gli effetti finanziari derivanti dal riconoscimento di tale premialità, la relazione tecnica ipotizza un ampio tasso di adesione (del 50 per cento), un prezzo medio di mercato pari a 100 euro (dunque di poco inferiore al prezzo unico nazionale medio nel 2025, pari a 115,13 euro) e un prezzo del PPA<sup>21</sup> nell'ambito del servizio di aggregazione di 40 euro/MWh. Sulla base di dette ipotesi il prospetto riepilogativo degli effetti finanziari e la relazione tecnica stimano costi, a carico degli oneri generali di sistema, pari a 45 milioni di euro nel 2028. Negli anni successivi, la relazione tecnica prospetta un incremento graduale di tali costi, che raggiungerebbero i 156 milioni di euro a decorrere dal 2034. Questi sono posti a carico degli oneri generali di sistema (al pari delle tariffe incentivanti riconosciute dai meccanismi in via di cessazione).

In particolare, il prospetto riepilogativo degli effetti finanziari qualifica come:

- maggiori spese correnti gli effetti derivanti dalla premialità riconosciuta dall'Acquirente unico S.p.a., nell'ambito del servizio di aggregazione;
- maggiori entrate tributarie gli effetti derivanti dall'incremento degli oneri generali di sistema riscossi attraverso le bollette elettriche connesso all'erogazione della citata premialità.

Tali effetti sembrerebbero riconducibili, sebbene la relazione tecnica non rechi indicazioni al riguardo, alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) - che rientra nell'elenco delle amministrazioni pubbliche elaborato dall'ISTAT ai fini del conto economico consolidato - che raccoglie e gestisce gli oneri di sistema, redistribuisce le risorse così ottenute e finanzia misure energetiche e ambientali.

Gli effetti complessivi per la finanza pubblica che ne derivano, comunque, secondo i dati riportati dalla relazione tecnica, sono di segno opposto e di pari importo e pertanto non comportano variazioni dei saldi stimati in termini di fabbisogno e di indebitamento netto.

In merito alla rilevazione di tali effetti, si rinvia a quanto già evidenziato con riferimento all'articolo 2.

---

<sup>21</sup> Si tratta del prezzo dell'energia stabilito in un contratto di lungo termine.

## ARTICOLO 5

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

**Le norme** prevedono l'aggiornamento dei meccanismi dei prezzi minimi applicati per l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da bioliquidi sostenibili (comma 1) nonché da biogas e biomasse (comma 2) sulla base di criteri e principi in larga misura comuni.

Si rammenta che il costo di tali meccanismi è a carico della componente ASOS della tariffa elettrica.

In particolare, il comma 1 dispone l'abrogazione dell'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 e proroga di tre mesi, fino al 31 marzo 2026, il regime transitorio che, nelle more dell'istituzione del suddetto meccanismo, prevede 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 semestrali, differenziate fra tipologie di impianti: nel caso di impianti di produzione asserviti a un processo produttivo, il numero massimo di ore semestrali è pari al numero di ore di funzionamento del medesimo processo produttivo, altrimenti è definito e aggiornato da Terna per assicurare il contributo alla flessibilità del sistema degli impianti. 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.

Il comma 2 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. Il nuovo meccanismo, per il periodo dal 1° aprile 2026 al 31 dicembre 2037, prevede anche per tali impianti un numero massimo di ore semestrali in cui tali prezzi saranno applicati, determinato sulla base delle esigenze di copertura della domanda attesa e di continuità dei siti produttivi connessi.

La norma prevede restrizioni al riconoscimento dei prezzi minimi garantiti oltre il 31 dicembre 2030 a favore di taluni impianti di potenza superiore ai 300kW e stabilisce distinti tendenziali di spesa per tipologia di impianti. La loro somma ammonta a 579 milioni di euro nel 2026, 657 milioni di euro nel 2027, 858 milioni di euro nel 2028, 939 milioni di euro nel 2029, 561 milioni di euro nel 2030, 161 milioni nel 2031, 148 milioni nel 2032 e 2033, 146 milioni nel 2034 e nel 2035, 86 milioni nel 2036, 72 milioni nel 2037.

Anche in questo caso, il GSE effettua semestralmente una stima del costo del meccanismo e, nel caso diverga dal tendenziale di spesa previsto, il numero delle ore semestrali in cui sono applicabili i prezzi minimi garantiti sono conseguentemente ridotti.

**Il prospetto riepilogativo** ascrive alle norme i seguenti effetti sui saldi di finanza pubblica.

(milioni di euro)

	Saldo netto da finanziare			Fabbisogno			Indebitamento netto		
	2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
<b>Minori spese correnti</b>									
Revisione del meccanismo dei prezzi minimi garantiti finalizzata a ridurre il fabbisogno ASOS a sostegno della generazione attraverso impianti alimentati da bioenergie sostenibili - bioliquidi (comma 1)				300,0	463,0	669,0	300,0	463,0	669,0
<b>Minori entrate tributarie</b>									
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 (comma 1)				300,0	463,0	669,0	300,0	463,0	669,0
<b>Minori spese correnti</b>									
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 (comma 2)				95,0	204,0	404,0	95,0	204,0	404,0
<b>Minori entrate tributarie</b>									
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 (comma 2)				95,0	204,0	404,0	95,0	204,0	404,0

**La relazione tecnica** osserva che le disposizioni in commento sono 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. Dalla revisione dei meccanismi dei prezzi minimi garantiti, si stima derivino risparmi, in termini di minori prelievi ASOS, per 5,2 miliardi di euro cumulati al 2030 e per 21,9 miliardi di euro cumulati miliardi di euro al 2037.

	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>

**In merito ai profili di quantificazione**, si osserva preliminarmente che la norma abroga le disposizioni che prevedono l'istituzione di un meccanismo per la contrattualizzazione di capacità produttiva alimentata da bioliquidi sostenibili e dispongono una revisione dei meccanismi di riconoscimento di prezzi minimi garantiti a favore degli impianti termoelettrici alimentati da bioliquidi sostenibili, biogas e biomasse, in modo da prevederne il riconoscimento su un numero limitato di ore, in base alle esigenze di flessibilità del sistema elettrico e di continuità degli impianti produttivi connessi, e fino a un tendenziale massimo di spesa predefinito a carico della componente ASOS della tariffa elettrica.

Il prospetto riepilogativo degli effetti finanziari qualifica come:

- minori spese correnti gli effetti derivanti dalla riduzione del fabbisogno ASOS generato dalla revisione del meccanismo dei prezzi minimi garantiti;
- minori entrate tributarie gli effetti derivanti dalla conseguente riduzione degli oneri generali da porre a carico della tariffa elettrica.

Tali effetti sembrerebbero riconducibili, sebbene la relazione tecnica non rechi indicazioni al riguardo, alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) - che rientra nell'elenco delle amministrazioni pubbliche elaborato dall'ISTAT ai fini del conto economico consolidato - che raccoglie e gestisce gli oneri di sistema, redistribuisce le risorse così ottenute e finanzia misure energetiche e ambientali.

Gli effetti complessivi per la finanza pubblica che ne derivano, comunque, secondo i dati riportati dalla relazione tecnica, sono di segno opposto e di pari importo e pertanto non comportano variazioni dei saldi stimati in termini di fabbisogno e di indebitamento netto.

In merito alla rilevazione di tali effetti, si rinvia a quanto già evidenziato con riferimento all'articolo 2.

## 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**

**Le norme** prevedono l'adozione, da parte dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), in attuazione del Regolamento (UE) 1227/2011 (cd REMIT), di provvedimenti per la valutazione delle condotte di trattamento economico di capacità degli operatori all'ingrosso del giorno prima, ossia delle condotte volte ad offrire la capacità di generazione disponibile a prezzi superiori rispetto al prezzo di mercato e che non riflettono il costo marginale (incluso il costo-opportunità) dell'impianto, con conseguente sottoutilizzo della capacità<sup>22</sup>. In particolare, si prevede che nel mercato del giorno prima, caratterizzato dal riconoscimento del prezzo marginale a tutte le offerte di vendita accettate, per tutti gli impianti, gli unici legittimi motivi economici per offrire ad un prezzo superiore al costo marginale della capacità di generazione siano i soli costi opportunità stimabili al momento della negoziazione (comma 1).

Sempre all'ARERA è demandata la disciplina attuativa di alcune agevolazioni previste dai commi 2 e 3 a favore dei produttori termoelettrici.

In particolare, l'ARERA, con uno o più provvedimenti, definisce le modalità con le quali, a decorrere dal 1° gennaio 2027, i corrispettivi unitari variabili della tariffa di trasporto del gas naturale, diversi da quelli funzionali alla copertura di costi di natura variabile, e le componenti tariffarie aggiuntive 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 (comma 2, primo periodo).

Il mancato gettito derivante dal citato rimborso 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. (comma 2, secondo periodo).

Si prevede poi 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 gli adempimenti connessi alle

---

<sup>22</sup> Cfr. Nota a piè di pagina nr. 139 della REMIT *Guidance* dell'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (*European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators - ACER*) del 18 dicembre 2024.

emissioni ETS, per il medesimo periodo, per un impianto a ciclo combinato a gas efficiente. Anche in tal caso il mancato gettito derivante dal citato rimborso viene coperto tramite componenti applicate ai prelievi di energia elettrica, secondo le modalità definite dall'ARERA.

All'ARERA è inoltre affidato il compito di verificare che i suddetti rimborsi siano pienamente trasferiti nelle offerte di vendita riferite agli impianti termoelettrici interessati. Nel caso di verifica negativa, il produttore è tenuto a restituire i relativi rimborsi, maggiorati da eventuali sanzioni (comma 4).

Si prevede, quindi, che ARERA aggiorni 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 (comma 5).

Il comma 6 prevede che l'efficacia della disposizione in commento sia subordinata alla preventiva autorizzazione della Commissione europea.

**Il prospetto riepilogativo** ascrive alle norme i seguenti effetti sui saldi di finanza pubblica.

(milioni di euro)

	Saldo netto da finanziare			Fabbisogno			Indebitamento netto		
	2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
<b>Maggiori spese correnti</b>									
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 (comma 2)					700,0	700,0		700,0	700,0
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 (comma 2)					390,0	390,0		390,0	390,0
<b>Maggiori entrate tributarie</b>									
Incremento degli oneri generali di sistema riscossi attraverso le bollette elettriche a compensazione del maggior fabbisogno complessivamente derivante dall'estensione dei rimborsi (comma 2)					1.090,0	1.090,0		1.090,0	1.090,0
<b>Maggiori spese correnti</b>									
Rimborso aggiuntivo a favore dei produttori termoelettrici dei costi derivanti dagli adempimenti connessi alle emissioni ETS (comma 3)					3.300,0	3.300,0		3.300,0	3.300,0
Incremento del fabbisogno					1.310,0	1.310,0		1.310,0	1.310,0

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 (comma 3)									
<b>Maggiori entrate tributarie</b>									
Incremento degli oneri generali di sistema riscossi attraverso le bollette elettriche a compensazione del maggior fabbisogno complessivamente derivante dall'erogazione dei rimborsi aggiuntivi (comma 3)					4.610,0	4.610,0		4.610,0	4.610,0

**La relazione tecnica** osserva che le disposizioni in commento perseguono un obiettivo di 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 relazione al comma 1, evidenzia che la norma prevede, al fine di evitare un trattenimento economico di capacità degli operatori all'ingrosso, 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 di cui al comma 2, al fine di ridurre i costi del gas naturale utilizzato per la produzione di energia elettrica immessa in rete, mira ad estendere, a decorrere dal 1° gennaio 2027, l'applicazione del rimborso a favore dei produttori termoelettrici per talune componenti degli oneri tariffari del gas naturale sostenuti con riferimento al gas prelevato per la produzione di energia elettrica immessa in rete, con modalità analoghe a quanto previsto dalla deliberazione 96/2020/R/eel dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA). Dalle stime del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, la disposizione produce una riduzione del costo del gas pagato dai produttori di circa 5€/MWh nel periodo invernale e di circa 3€/MWh nel periodo estivo.

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

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

La relazione tecnica 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'allocatione 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.

Quanto al comma 3, che prevede che l'ARERA disciplini, con apposita deliberazione, per il medesimo periodo di cui al comma 2, un rimborso aggiuntivo per i produttori termoelettrici fino ad un massimo del costo atteso per un impianto a ciclo combinato a gas efficiente derivante dagli adempimenti connessi alle emissioni ETS, 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, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica 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. Il beneficio netto è dunque stimato in circa 3 miliardi di euro.

In relazione ai compiti di verifica previsti al comma 4 affinché i rimborsi siano trasferiti nelle offerte di vendita riferite agli impianti termoelettrici interessati, la relazione tecnica afferma che tale attività, pur non rientrando 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.

Inoltre, nel commentare il comma 5, la relazione tecnica osserva che la norma prevede l'adeguamento delle 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*. Ciò, evidenzia, comporta un impatto positivo di riduzione attesa dei prezzi di mercato.

La relazione tecnica evidenzia, infine, che il comma 6 subordina l'efficacia della disposizione di cui al comma 3 alla preventiva autorizzazione della Commissione europea ai sensi dell'articolo 108, paragrafo 3, del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea.

**In merito ai profili di quantificazione**, si osserva preliminarmente che la norma da un lato prevede il riconoscimento ai titolari di impianti termoelettrici del rimborso di alcuni costi e oneri tariffari relativi all'acquisto di gas, dall'altro, affida all'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) compiti di verifica affinché tali agevolazioni siano trasferite nelle offerte di vendita riferite ai medesimi impianti e di valutazione delle condotte di trattenimento economico di capacità degli operatori di mercato all'ingrosso.

Il prospetto riepilogativo degli effetti finanziari qualifica come:

- maggiori spese correnti, gli effetti derivanti dai rimborsi riconosciuti ai produttori termoelettrici nonché dall'incremento del fabbisogno derivante dalla riduzione della componente ASOS (relativa alle energie rinnovabili) e di altre componenti connesse alla riduzione dei prezzi dell'energia elettrica;
- maggiori entrate tributarie gli effetti derivanti dall'incremento degli oneri generali di sistema riscossi attraverso le bollette elettriche a compensazione del maggior fabbisogno complessivamente derivante dall'estensione dei predetti rimborsi.

Tali effetti sembrerebbero riconducibili, sebbene la relazione tecnica non rechi indicazioni al riguardo, alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) - che rientra nell'elenco delle amministrazioni pubbliche elaborato dall'ISTAT ai fini del conto economico consolidato - che

raccoglie e gestisce gli oneri di sistema, redistribuisce le risorse così ottenute e finanzia misure energetiche e ambientali.

Gli effetti complessivi per la finanza pubblica che ne derivano, comunque, secondo i dati riportati dalla relazione tecnica, sono di segno opposto e di pari importo e pertanto non comportano variazioni dei saldi stimati in termini di fabbisogno e di indebitamento netto.

In merito alla rilevazione di tali effetti, si rinvia a quanto già evidenziato con riferimento all'articolo 2.

Infine, con riferimento ai compiti assegnati all'ARERA dalle misure in esame, non si formulano osservazioni, posto che tali compiti, secondo quanto risulta dalla relazione tecnica, possono essere assolti dalla predetta Agenzia con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

## **ARTICOLO 7**

### **Misure urgenti per la connessione alla rete degli impianti alimentati a fonti rinnovabili**

**Le norme** prevedono, ai commi 1 e 2, che Terna pubblici e aggiorni trimestralmente, nel portale digitale sugli interventi di sviluppo della rete e sulle richieste di connessione di impianti da rinnovabili e di accumulo (cosiddetto Portale T.E.R.R.A<sup>23</sup>), 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 (RTN), 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.

A tal fine, Terna terrà conto anche delle previsioni sulla capacità degli impianti di generazione effettuate dai gestori delle reti di distribuzione.

Le modalità attuative saranno stabilite dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentita l'ARERA.

Al comma 3 sono poi apportate diverse modifiche al decreto legislativo n. 190 del 2024. Esse introducono le definizioni di gestore del sistema di trasmissione nazionale e di gestori del sistema di distribuzione.

Prevedono poi, con l'inserimento del nuovo articolo 10-*bis*, una disciplina delle soluzioni di connessione alla rete elettrica, da attuare tramite l'aggiornamento da parte dell'ARERA,

---

<sup>23</sup> Tariffe Energetiche Regolate Raccolta Anagrafica.

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. Stabilisce inoltre, come regola generale, che gli interventi di sviluppo e potenziamento della RTN 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. Nel rinvio al citato decreto-legge, individua gli interventi di potenziamento della RTN relativi a impianti da fonti rinnovabili o di accumulo che possono essere sottoposti alle procedure semplificate ivi previste.

Il comma 4, infine, 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.

**Il prospetto riepilogativo** non ascrive alle norme effetti sui saldi di finanza pubblica.

**La relazione tecnica** osserva che le disposizioni in commento non comportano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica e che i soggetti interessati, ovvero il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, l'ARERA 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.

Nel commentare i contenuti della norma, la relazione tecnica sottolinea come essa favorisca un più agevole ingresso delle FER nel mercato, riducendo i costi nell'ambito delle procedure competitive per l'accesso ai meccanismi di supporto vigenti, 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 atteso, secondo la relazione tecnica, sarà la riduzione 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, osserva come le attività affidate all'ARERA rientrino tra i compiti già assegnati a legislazione vigente; pertanto, non comportano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, né aggravii sul sistema delle bollette elettriche. Per quanto riguarda, nello specifico, "le condizioni tecniche, procedurali ed economiche per le connessioni alla rete di trasmissione nazionale" precisa che tali condizioni, oggetto di aggiornamento da parte di

ARERA, sono riferite ai costi che gli operatori devono sostenere per formulare la richiesta di connessione alla rete. 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.

**In merito ai profili di quantificazione**, si osserva preliminarmente che la norma integra i contenuti accessibili dal portale sugli interventi di sviluppo della rete e sulle richieste di connessione di impianti da rinnovabili e di accumulo (cosiddetto Portale T.E.R.R.A<sup>24</sup>) prevedendo che siano inseriti e aggiornati a cura di Terna anche dati relativi alla capacità massima addizionale da impianti che può essere integrata nella rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN). Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentita l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA), stabilisce i criteri, anche funzionali, e le modalità operative a cui Terna si attiene per lo svolgimento delle predette attività.

La norma interviene poi sulla disciplina delle soluzioni di connessione alla rete elettrica, coordinando 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. Precisa poi a quali regimi amministrativi sono soggetti gli interventi di sviluppo della RTN relativi a impianti da fonti rinnovabili o a impianti di accumulo, prevedendo, per alcuni di essi, l'applicazione di procedure semplificate già disciplinate a normativa vigente.

La relazione tecnica fa presente che i soggetti interessati, ovvero il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, l'ARERA e i gestori di rete, provvedono all'attuazione delle disposizioni in esame nell'ambito del perimetro delle proprie competenze e con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

Ciò stante, non si formulano osservazioni.

---

<sup>24</sup> Tariffe Energetiche Regolate Raccolta Anagrafica.

## ARTICOLO 8

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

**Le norme** prevedono che l'autorizzazione per la realizzazione e l'ampliamento dei centri dati<sup>25</sup>, 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 (comma 1).

Al fine di assicurare il rispetto del principio di adeguatezza, nei casi in cui la competenza è delle regioni o delle province<sup>26</sup>, la funzione di autorità competente non può essere delegata o attribuita a enti di livello sub provinciale (comma 2).

Il proponente allega all'istanza di autorizzazione unica la documentazione e gli elaborati progettuali previsti dalle normative di settore per il rilascio delle autorizzazioni, 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, indicando altresì ogni autorizzazione, intesa, parere, concerto, nulla osta, o atti di assenso richiesti (comma 3).

Il procedimento unico ha una durata non superiore a dieci mesi, decorrente dalla data di verifica della completezza della documentazione e i termini per le valutazioni di impatto ambientale sono dimezzati<sup>27</sup>. Il suddetto 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 (comma 4).

L'autorizzazione unica è rilasciata in esito ad apposita conferenza di servizi alla quale partecipa ogni amministrazione competente, comprese quelle per la tutela ambientale, paesaggistica, dei beni culturali, della salute e della pubblica incolumità dei cittadini (comma 5).

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 si avrà per rinunciata e il procedimento archiviato, fatta salva la possibilità di presentazione di una nuova istanza. Nel caso in cui il progetto sia dichiarato di

---

<sup>25</sup> Di cui all'articolo 2, numeri 1), 2) e 3), del regolamento delegato (UE) 2024/1364 della Commissione europea del 14 marzo 2024. Dette norme individuano tre diverse definizioni di centri dati: "centro dati aziendale", vale a dire un centro dati gestito da un'azienda, il cui unico scopo è soddisfare e gestire le esigenze dell'azienda stessa in termini di tecnologie dell'informazione; "centro dati in co-ubicazione", vale a dire centro dati in cui uno o più clienti installano e gestiscono la propria o le proprie reti, i propri *server* e i propri servizi e apparecchiature di archiviazione; "centro dati in *co-hosting*", vale a dire un centro dati in cui uno o più clienti hanno accesso alla rete o alle reti, ai *server* e alle apparecchiature di archiviazione di cui si avvalgono per i propri servizi e applicazioni, e in cui il gestore del centro dati fornisce come servizio sia le apparecchiature informatiche che l'infrastruttura di sostegno nell'edificio.

<sup>26</sup> Ai sensi dell'articolo 7, comma 4-ter, del decreto legislativo n. 152 del 2006.

<sup>27</sup> I termini per le Valutazioni di Impatto Ambientale (VIA) sono perentori e variano in base al tipo di procedimento, con scadenze principali di 60 giorni per le osservazioni del pubblico e una durata generale della procedura di circa 150 giorni, o 30 giorni per progetti PNRR-PNIEC (Piano Integrato per l'Energia e il Clima).

interesse strategico nazionale ai sensi dell'articolo 13 del decreto-legge n. 104 del 2023, la relativa autorizzazione unica è rilasciata ai sensi dei commi 5 e 6 del medesimo articolo 13 (commi 6 e 7).

Nel caso di progetti relativi a centri dati che necessitino di connessione di utenza con tensione superiore a 220 kW e che, alla data di entrata in vigore del provvedimento in esame, abbiano già ottenuto i relativi titoli abilitativi, inclusi i provvedimenti ambientali, l'autorità competente per l'autorizzazione delle opere di connessione è individuata nella regione territorialmente interessata. Qualora le opere ricadano sul territorio di più regioni, l'autorità competente è quella sul cui territorio insiste la maggior porzione delle opere di connessione da realizzare (comma 8).

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 (comma 9).

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

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

Il **prospetto riepilogativo** non ascrive alle norme effetti sui saldi di finanza pubblica.

**La relazione tecnica** afferma che le disposizioni introducono 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:

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

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

competenti vi provvederanno con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

L'implementazione della norma comporterà diversi impatti positivi:

- efficienza nei processi. La semplificazione amministrativa ridurrà i tempi di attesa e i costi per le imprese, facilitando l'avvio di progetti strategici;
- sostenibilità ambientale. Pur accelerando i processi, la norma mantiene l'importanza delle valutazioni ambientali, garantendo che gli interessi ambientali non siano compromessi;
- 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 provvederanno le amministrazioni competenti con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

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

	Somma di potenza in prelievo richiesta (kW)	Conteggio di codice pratica esteso
Abruzzo	250.000	1
Basilicata	1.200.000	2
Calabria	250.000	1
Campania	600.000	1
Emilia Romagna	2.025.000	14
Friuli Venezia Giulia	1.845.000	9
Lazio	4.096.500	25
Liguria	90.000	2
Lombardia	29.803.850	202
Piemonte	10.087.000	47
Puglia	2.818.000	17
Sicilia	470.000	3
Toscana	530.000	3
Veneto	1.867.000	12
<b>Totale</b>	<b>55.932.350</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 attualmente risulta aver delegato alle province le funzioni di autorità competente per l'autorizzazione integrata ambientale di fattispecie progettuali riconducibili al novero dei centri dati e potrebbe continuare a farlo sulla base del comma 2 della norma in commento. Per le rimanenti regioni, l'entità delle pratiche è tale da consentire alle amministrazioni competenti di poter svolgere le relative attività con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, e comunque potendo delegare le stesse al livello provinciale. La norma, dunque, non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

**In merito ai profili di quantificazione**, si rileva preliminarmente che le disposizioni in esame prevedono che l'autorizzazione per la realizzazione e l'ampliamento dei centri dati, 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 (AIA). Il procedimento ha durata non superiore a dieci mesi, non 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. I termini per le valutazioni di impatto ambientale sono dimezzati. Dall'attuazione delle citate disposizioni 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.

Al riguardo, la relazione tecnica precisa che la maggior parte delle pratiche riguarda la regione Lombardia, che, in base a quanto disposto dalle norme in esame, può continuare a delegare alle province le funzioni di autorità competente per le AIA riconducibili alla realizzazione dei centri dati. Per le rimanenti regioni, sempre secondo la relazione tecnica, il numero dei progetti

consente alle amministrazioni competenti di poter svolgere le relative attività con le risorse disponibili, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Ciò premesso, pur prendendo atto che l'obiettivo dell'intervento normativo è quello di semplificare e accelerare il processo autorizzativo e che le disposizioni sono corredate della clausola di invarianza finanziaria, appare necessario acquisire elementi di informazione volti ad assicurare la sostenibilità degli adempimenti per le amministrazioni interessate tenuto conto che le disposizioni stabiliscono termini precisi (10 mesi, eventualmente prolungati di tre mesi in caso di circostanze eccezionali) per la conclusione del procedimento.

## ARTICOLO 9

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

**Normativa vigente.** L'articolo 5-*bis* del decreto-legge n. 50 del 2022, prevede, tra l'altro, che, al fine di contribuire alla sicurezza degli approvvigionamenti, il Gestore dei servizi energetici (GSE), provveda a erogare un servizio di riempimento di ultima istanza tramite l'acquisto di gas naturale, ai fini del suo stoccaggio e della sua successiva vendita, nei termini e con le modalità stabiliti con atto di indirizzo del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel limite di un controvalore pari a 4.000 milioni di euro. Il GSE comunica al Ministero dell'economia e delle finanze e al Ministero della transizione ecologica il programma degli acquisti da effettuare per il servizio di riempimento di ultima istanza e, nei limiti dell'importo di cui sopra, l'ammontare delle risorse necessarie a finanziarli.

**La norma** prevede che il Gestore dei servizi energetici – GSE S.p.A (GSE) venda<sup>28</sup> 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 predetta vendita sono versate dal GSE alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) per essere destinate a misure per il contrasto all'incremento dei costi energetici<sup>29</sup> (comma 1).

Entro la medesima data sono versate altresì alla CSEA, 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 provvedimento (*cf. infra*), le risorse rinvenienti dalla vendita del gas stoccato come servizio di riempimento di ultima istanza ai sensi dell'articolo 1, comma 1,

---

<sup>28</sup> 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.

<sup>29</sup> Ai sensi dell'articolo 5-*bis*, comma 4, ultimo periodo del medesimo decreto-legge n. 50 del 2022 per le finalità di cui al comma 3.

del decreto del Ministro della transizione ecologica del 22 giugno 2022 da parte dell'impresa maggiore di trasporto di gas naturale (SNAM) (comma 2).

Si ricorda che il decreto del Ministro della transizione ecologica del 22 giugno 2022 prevede che l'impresa maggiore di trasporto offra un servizio di riempimento di ultima istanza, acquisendo quantitativi di gas per l'iniezione presso le proprie infrastrutture di stoccaggio, funzionali al raggiungimento dell'obiettivo di 5.400 MSmc e complementari rispetto alle quantità immesse dagli operatori di mercato.

Si prevede, infine, che l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) definisca<sup>30</sup>, nel limite delle risorse versate alla CSEA, le modalità con cui sono ridotti gli oneri e le ulteriori componenti tariffarie di trasporto e distribuzione del gas naturale per i determinati clienti finali riferiti al periodo tra il 1° aprile e il 31 dicembre 2026. Nel dettaglio, tale riduzione è rivolta 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 (comma 3, primo e secondo periodo).

Il beneficio di cui al periodo precedente non si applica ai volumi di gas utilizzati dai produttori termoelettrici per la produzione di energia elettrica immessa in rete, né ai volumi dei consumi dei clienti civili e dei condomini. La riduzione deve privilegiare le classi tariffarie ovvero gli scaglioni con i livelli di oneri più elevati, anche al fine di perseguire un allineamento dei livelli di agevolazione applicati alle varie classi ovvero scaglioni (comma 3, terzo e quarto periodo).

Il **prospetto riepilogativo** ascrive alla norma i seguenti effetti sui saldi di finanza pubblica:

(milioni di euro)

	Saldo netto da finanziare			Fabbisogno			Indebitamento netto		
	2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
<b>Minori entrate tributarie</b>									
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 (comma 3)				409,0			409,0		
<b>Minori spese in conto capitale</b>									
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) (comma 1)							290,0		
Valorizzazione a mercato del gas stoccato da SNAM e versamento delle risorse rinvenienti alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), al lordo delle risorse							319,0		

<sup>30</sup> Con uno o più provvedimenti da adottare entro il 31 marzo 2026.

utilizzate a copertura degli eventuali oneri generati dal servizio di liquidità, di cui all'art. 10, c.2 (comma 2)									
<b>Maggiori entrate extratributarie</b>									
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) (comma 1)				290,0					
Valorizzazione a mercato del gas stoccato da SNAM 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 (comma 2)				319,0					

**La relazione tecnica** ribadisce il contenuto della norma e riferisce che:

- 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;
- dalla valorizzazione a mercato del gas stoccato da SNAM, i cui volumi sono pari a 1,1 miliardi di smc, 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 (*cf. infra*);
- 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.

**In merito ai profili di quantificazione**, si evidenzia preliminarmente che la norma in esame prevede che il Gestore dei servizi energetici – GSE S.p.A (GSE) venda<sup>31</sup> il gas stoccato come fornitore di ultima istanza<sup>32</sup> e versi, entro il 30 settembre 2026, le risorse incassate alla Cassa

<sup>31</sup> 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.

<sup>32</sup> Ai sensi dell'articolo 5-bis del decreto-legge n. 50 del 2022. Entro il 30 settembre 2026.

per i servizi energetici e ambientali (CSEA) per essere destinate a misure per il contrasto all'incremento dei costi energetici<sup>33</sup>.

Entro la medesima data sono versate alla CSEA, 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 provvedimento (*cf. infra*), altresì, le risorse rinvenienti dalla vendita del gas stoccato da parte dell'impresa maggiore di trasporto di gas naturale (SNAM) come servizio di riempimento di ultima istanza.

Si prevede, infine, che l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) definisca<sup>34</sup>, nel limite delle risorse versate alla CSEA, le modalità con cui sono ridotti gli oneri di sistema e le ulteriori componenti tariffarie di trasporto e distribuzione del gas naturale per determinati clienti finali riferiti al periodo tra il 1° aprile e il 31 dicembre 2026.

La relazione tecnica stima un introito, per l'anno 2026, pari a 290 milioni di euro per effetto della valorizzazione a mercato del gas stoccato dal GSE, e pari a 319 milioni di euro per effetto della valorizzazione a mercato del gas stoccato dalla SNAM, per un ammontare complessivo di 609 milioni di euro, di cui 409 milioni di euro destinati, attraverso CSEA, alla riduzione degli oneri di sistema e delle ulteriori componenti tariffarie di trasporto e 200 milioni di euro al servizio di liquidità svolto dall'ARERA, ai sensi del successivo articolo 10, comma 2 (*cf. infra*). In proposito non si hanno osservazioni da formulare, alla luce degli elementi di informazione contenuti nella relazione tecnica.

## **ARTICOLO 10**

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

**Le norme** prevedono l'istituzione da parte dell'ARERA di un servizio di liquidità nel mercato nazionale del gas naturale. Il servizio prevede la sottoscrizione di contratti tra l'impresa maggiore di trasporto di gas naturale italiana e operatori selezionati mediante procedure competitive. Questi ricevono un premio a fronte dell'obbligo di: 1) formulare

---

<sup>33</sup> 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.

<sup>34</sup> Con uno o più provvedimenti da adottare entro il 31 marzo 2026.

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 temporale prossimi a quelli in cui è prevista l'offerta sul mercato italiano e un corrispettivo a copertura del rischio di volatilità dei prezzi di mercato entro un limite massimo stabilito dall'ARERA; 2) riconoscere all'impresa maggiore di trasporto di gas naturale gli eventuali ricavi ottenuti dalla cessione dei quantitativi giornalieri di gas ed eccedenti quelli corrispondenti al prezzo di offerta; 3) immettere nella rete nazionale dei gasdotti la quantità eventualmente ceduta.

All'ARERA è affidato il compito di definire il fabbisogno di gas naturale oggetto degli obblighi di offerta sui mercati a pronti, anche differenziato a livello infra-annuale. A tal fine, è prevista una spesa massima di 200 milioni di euro a valere sulle risorse rinvenienti dalla vendita da parte dell'impresa maggiore di trasporto di gas naturale del gas stoccato e versate a CSEA ai sensi dell'articolo 9 (si rinvia alla relativa scheda). Gli eventuali proventi derivanti dalla retrocessione dei ricavi eccedenti quelli corrispondenti al prezzo di offerta sono destinati alla riduzione degli oneri di trasporto del gas.

Infine, è prevista la presentazione al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica da parte dell'ARERA di una proposta per la piena integrazione dei mercati del gas naturale italiano e tedesco attraverso le infrastrutture di trasporto in territorio svizzero.

**Il prospetto riepilogativo** ascrive alle norme i seguenti effetti sui saldi di finanza pubblica.

*(milioni di euro)*

	Saldo netto da finanziare			Fabbisogno			Indebitamento netto		
	2026	2027	2028	2026	2027	2028	2026	2027	2028
<b>Maggiori spese correnti</b>									
Introduzione di un servizio di liquidità da parte dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) (comma 2)				200,0			200,0		

**La relazione tecnica** rappresenta che il costo lordo della misura è relativo alla copertura dei premi riconosciuti ai soggetti che assumono l'impegno ad erogare il servizio, nel limite massimo di 200 milioni di euro. Tale limite è giudicato 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<sup>35</sup> e quello PSV<sup>36</sup>, 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 relazione tecnica 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). 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 all'abbattimento degli oneri di trasporto gas.

**In merito ai profili di quantificazione**, si osserva preliminarmente che la norma in esame istituisce un servizio di liquidità nel mercato del gas in base al quale gli operatori sottoscrivono contratti con SNAM per la cessione a pronti, a fronte di un premio determinato sulla base di procedure competitive, di quantitativi di gas ai prezzi registrati al *Title transfer facility* (TTF)<sup>37</sup> maggiorati di un corrispettivo a copertura del rischio di volatilità dei prezzi di mercato. Gli eventuali ricavi derivanti dalla vendita di gas a prezzi marginali più elevati rispetto ai prezzi TTF devono essere retrocessi a SNAM da parte degli operatori selezionati e sono impiegati a riduzione degli oneri generali di sistema. Il costo massimo conseguente al riconoscimento di detti premi è stabilito in misura fissa a 200 milioni di euro. A tal fine si prevede l'utilizzo di quota parte delle risorse derivanti dalla vendita di gas stoccato da parte di SNAM versate a CSEA ai sensi del precedente articolo 9.

---

<sup>35</sup> Rappresenta il prezzo europeo di riferimento del gas naturale, negoziato al *Title Transfer Facility*, il principale *hub* del gas nei Paesi bassi.

<sup>36</sup> Rappresenta il prezzo del gas naturale scambiato al Punto di Scambio Virtuale (PSV), cioè il principale *hub* del gas italiano.

<sup>37</sup> Rappresenta il prezzo europeo di riferimento del gas naturale, negoziato al *Title Transfer Facility*, il principale *hub* del gas nei Paesi bassi.

Il prospetto riepilogativo degli effetti finanziari qualifica gli effetti derivanti dalle disposizioni in commento quale spesa corrente, in termini di fabbisogno e indebitamento netto, imputandoli all'anno corrente.

In merito a tale classificazione e imputazione degli oneri si rinvia a quanto osservato con riferimento all'articolo 2.

## **ARTICOLO 11**

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

**Le norme** prevedono, al comma 1, alcune modifiche alla disciplina cosiddetto "*gas release*".

Si rammenta che il decreto-legge n. 17 del 2022 ha introdotto la disciplina 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.

Le modifiche 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. Consentono poi ai contitolari di una medesima concessione di partecipare singolarmente alle procedure competitive. Intervengono quindi 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.

Le modifiche prevedono poi 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.

Le modifiche precisano inoltre 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.

In ogni caso, si prevede che all'attuazione del meccanismo si provveda senza alcun aggravio sugli utenti del sistema gas.

Il comma 2 interviene, per i contratti sottoscritti a decorrere dalla data di entrata in vigore del decreto-legge in commento (comma 3), 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. Prevede poi 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. Infine, il comma 4 prevede, nelle more di una definizione organica della disciplina della filiera delle attività di cattura, trasporto, utilizzo e stoccaggio del biossido di carbonio (CCUS) e dell'attribuzione all'ARERA di apposite competenze regolatorie, che la medesima autorità 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. Precisa, a tal proposito, che l'ARERA vi provvede con le risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente.

**Il prospetto riepilogativo** non ascrive alle norme effetti sui saldi di finanza pubblica.

**La relazione tecnica** afferma che le modifiche alla disciplina del cosiddetto “*gas release*” mirano a rendere il meccanismo più chiaro, concreto ed efficace, in modo da incentivare la partecipazione dei titolari delle concessioni e favorire un incremento della produzione di gas offerto a beneficio delle imprese energivore. Esse, secondo la relazione tecnica, non comportano 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. Sottolinea che 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.

In relazione al comma 2, e in particolare alle attività affidate all'ARERA e al GSE, segnala 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 provvedere alle 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.

In merito al comma 4, rammentando che la norma espressamente dispone che ARERA provveda all'attuazione di quanto disciplinato con le risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente, conferma che da essa non derivano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

**In merito ai profili di quantificazione**, si osserva preliminarmente che la norma reca modifiche alla disciplina del cosiddetto "gas release" e dell'autoconsumo di biometano.

Si rammenta che il decreto-legge n. 17 del 2022 ha introdotto la disciplina 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.

Inoltre, viene demandato all'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) il compito di definire un quadro preliminare di principi e criteri per la disciplina della filiera delle attività di cattura, trasporto, utilizzo e stoccaggio del biossido di carbonio (CCUS).

In proposito, non si formulano osservazioni, alla luce degli elementi informazione contenuti nella relazione tecnica, che non ascrive alle norme di cui trattasi effetti sui saldi di finanza pubblica.