

dossier

XIX Legislatura

3 aprile 2026

Misure urgenti per la riduzione del costo dell'energia, per la competitività delle imprese e la decarbonizzazione delle industrie, nonché in materia di risoluzione della saturazione virtuale delle reti elettriche e di integrazione dei *data center* nel sistema elettrico

D.L. n. 21/2026 - A.S. n. 1857



SERVIZIO STUDI

TEL. 06 6706-2451 studi1@senato.it - [@SR_Studi](https://www.instagram.com/SR_Studi)

Dossier n. 645/2



SERVIZIO STUDI

Dipartimento Attività Produttive

Tel. 066760-3403 st_attprod@camera.it - [@CD_attProd](https://www.instagram.com/CD_attProd)

Progetti di legge n. 573/2

La documentazione dei Servizi e degli Uffici del Senato della Repubblica e della Camera dei deputati è destinata alle esigenze di documentazione interna per l'attività degli organi parlamentari e dei parlamentari. Si declina ogni responsabilità per la loro eventuale utilizzazione o riproduzione per fini non consentiti dalla legge. I contenuti originali possono essere riprodotti, nel rispetto della legge, a condizione che sia citata la fonte.

INDICE

SCHEDE DI LETTURA

Articolo 1 (<i>Misure straordinarie volte a sostenere le famiglie nell'affrontare i costi di acquisto dell'energia elettrica</i>).....	7
Articolo 1-bis (<i>Modifiche al decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 gennaio 2009, n. 2, in materia di compensazione della spesa per la fornitura del teleriscaldamento</i>).....	16
Articolo 1-ter (<i>Modifica all'articolo 9 del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, in materia di informazioni ai clienti delle società di vendita di energia al dettaglio</i>).....	18
Articolo 1-quater (<i>Correttezza, trasparenza e adeguatezza delle attività di consulenza e di formulazione della proposta contrattuale nei settori dell'energia elettrica, del gas naturale e delle telecomunicazioni</i>)	19
Articolo 1-quinquies (<i>Disposizioni in materia di trasparenza nel settore dell'energia</i>)	20
Articolo 1-sexies (<i>Disposizioni per la tutela dei clienti finali e la mitigazione dei prezzi attraverso la trasparenza del processo di cambio fornitore</i>)	21
Articolo 2 (<i>Misure urgenti per la riduzione della componente ASOS delle bollette elettriche e il sostegno alle utenze non domestiche</i>)	23
Articolo 3 (<i>Incremento dell'aliquota IRAP per le imprese operanti nel comparto energetico</i>).....	33
Articolo 3-bis (<i>Disposizioni in materia di cooperative elettriche storiche</i>)	39
Articolo 4 (<i>Disposizioni urgenti per promuovere la contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte delle imprese</i>)	46
Articolo 5 (<i>Misure per la riduzione degli oneri generali di sistema derivanti dalle bioenergie</i>).....	67
Articolo 5-bis (<i>Misure in materia di phase-out dal carbone</i>)	77
Articolo 5-ter (<i>Modifiche all'articolo 31 del d.lgs. n. 199/2021</i>)	79
Articolo 6 (<i>Misure urgenti per la riduzione degli oneri del gas naturale prelevato ai fini della produzione di energia elettrica e per il rafforzamento della concorrenzialità dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica</i>).....	80
Articolo 7 (<i>Misure urgenti per la connessione alla rete degli impianti alimentati a fonti rinnovabili</i>)	88

Articolo 8 (<i>Procedimento unico per il rilascio delle autorizzazioni ai progetti di centri dati</i>)	108
Articolo 9 (<i>Misure urgenti per l'abbattimento del prezzo della bolletta del gas delle imprese</i>).....	113
Articolo 10 (<i>Misure volte a promuovere la concorrenza e l'integrazione dei mercati all'ingrosso del gas</i>).....	118
Articolo 11 (<i>Disposizioni urgenti per la stabilizzazione del prezzo del gas e il relativo approvvigionamento</i>)	123
Articolo 11, commi 1-bis e 1-ter (<i>Valutazione dell'impatto ambientale di progetti complessi finalizzati alla ricerca o coltivazione di idrocarburi</i>)	135
Articolo 12 (<i>Entrata in vigore</i>).....	137

SCHEDE DI LETTURA

Articolo 1

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

L'articolo 1, comma 1, modificato durante l'esame parlamentare, introduce per il 2026 un contributo straordinario del valore di **115 euro** ai titolari del **bonus sociale** per la fornitura di energia elettrica (prevedendo, al **comma 5**, che le risorse che non dovessero essere utilizzate a questo fine entro la fine del 2026 verranno assegnate allo Stato), mentre, al **comma 2**, anch'esso modificato nel corso dell'esame parlamentare, prevede un contributo che i venditori di energia elettrica possono **volontariamente** riconoscere per il **2026** e il **2027**, in cambio di un'**attestazione (comma 3)**, a favore dei clienti domestici **non titolari di bonus sociale** e con ISEE annuale non superiore a 25.000 euro.

Il **comma 4** reca la copertura finanziaria degli oneri derivanti dal contributo straordinario, quantificati in 315 milioni di euro per il 2026.

Il **comma 5-bis**, introdotto nel corso dell'esame alla Camera, interviene sul Codice del consumo al fine di contrastare le sollecitazioni commerciali telefoniche non richieste: lo fa disponendo un divieto generale di tali **sollecitazioni**, anche tramite **messaggi**, verso i consumatori, specificando che i contatti telefonici debbano essere effettuati da un numero che identifichi **univocamente** il professionista, e disciplinando la **segnalazione** al Garante per la protezione dei dati personali e all'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni delle chiamate effettuate in violazione della nuova disciplina.

La norma, composta da cinque commi, introduce misure straordinarie per ridurre i costi della bolletta elettrica di alcune famiglie, intervenendo in particolare sui nuclei economicamente **vulnerabili** beneficiari del bonus sociale elettrico, riconoscendo loro per il 2026 un **contributo straordinario di 115 euro**, e sulle famiglie non beneficiarie del bonus sociale ma con ISEE¹ annuale non superiore a 25.000 euro, tramite un **contributo volontario** a carico dei venditori attivo per il 2026 e il 2027.

Nel concreto, la norma affronta la questione del costo dell'energia elettrica tramite una **riduzione della spesa in bolletta**.

I beneficiari diretti sono dunque i **titolari del bonus sociale elettrico** e i clienti domestici **non titolari** di bonus sociale con **ISEE annuale non superiore a 25.000 euro**. Beneficiano indirettamente di tale previsione i **venditori** di energia elettrica, che riconoscono il contributo volontario, in cambio di un'**attestazione** utilizzabile anche a fini commerciali. La misura in esame coinvolge anche le casse dello Stato per la parte in entrata, in quanto è previsto che le risorse stanziare per il bonus

¹ Secondo quanto riportato nel [sito](#) dell'Istituto nazionale della previdenza sociale, l'Indicatore della Situazione Economica Equivalente serve a valutare e confrontare la situazione economica delle famiglie e, per ottenerne la certificazione, è necessario presentare la Dichiarazione Sostitutiva Unica (DSU).

sociale straordinario e non utilizzate entro la fine del 2026 vengano attribuite allo Stato.

La norma **quantifica** gli oneri del contributo straordinario di cui al comma 1 in **315 milioni di euro per il 2026**. Il contributo volontario viene invece riconosciuto dai venditori di energia elettrica e, pertanto, è a carico degli operatori che scelgono di applicarlo.

Nel dettaglio, l'articolo 1, al **comma 1**, introduce per il **2026** un **contributo straordinario** del valore di **115 euro** ai titolari del bonus sociale per l'approvvigionamento di energia elettrica. Tale contributo – come precisato tramite un emendamento approvato nel corso dell'esame alla Camera – deve essere riportato in fattura con una **dicitura univoca e standardizzata** definita dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA).

Concretamente, i destinatari di tale misura beneficeranno di uno sconto di 115 euro sulle **forniture di energia elettrica**. Il contributo è valevole per il 2026 e ad esso si provvede mediante delibera dell'ARERA. Il valore economico di tale misura è quantificato in **315 milioni di euro per il 2026**, che vanno trasferiti alla Cassa per i servizi energetici e ambientali ([CSEA](#)).

• *La Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA)*

Le cd. “casse conguaglio” sono state istituite con il decreto legislativo 26 gennaio 1948, n. 98, per la gestione dei sovrapprezzi, delle quote di prezzo e delle contribuzioni, imposte dalle autorità preposte alla disciplina dei prezzi.

L'articolo 1, comma 670, della [legge n. 208/2015](#) (legge di stabilità 2016), ha disposto la trasformazione della Cassa conguaglio per il settore elettrico (istituita con il provvedimento CIP n. 34/1974, cui era attribuito, tra gli altri, il compito di amministrare il conto per l'onere termico, volto al rimborso dei maggiori oneri di produzione di energia gravanti sulle imprese termoelettriche per il rincaro degli olii combustibili, quale conseguenza della crisi energetica dell'ottobre del 1973) in un **ente pubblico economico** con l'attuale denominazione di **Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA)**. La trasformazione e la nuova denominazione, hanno trovato ragione nelle accresciute competenze dell'Ente e nell'estensione del suo ambito di operatività all'intero settore energetico, nonché a una quota significativa di quello ambientale.

La CSEA, dunque, 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 CSEA 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. 481/1995.

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 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.

Come chiarito dalla relazione illustrativa di accompagnamento all'A.C. 2809, il contributo di 115 euro disposto dal comma 1 è da considerarsi **aggiuntivo rispetto al bonus sociale** previsto a legislazione vigente (v. *box* che segue); bonus di cui, secondo la relazione tecnica, allo stato è titolare una platea di 2,64 milioni di nuclei familiari.

• *I bonus sociali e gli interventi straordinari durante la crisi*

I **bonus sociali** elettrico e gas sono strumenti di politica sociale volti a **ridurre la spesa per le bollette energetiche** delle famiglie in difficoltà economica. Sono stati gradualmente introdotti nel corso degli anni dalla legislazione e successivamente attuati con provvedimenti di regolazione dell'ARERA. Si possono distinguere in bonus per il disagio sociale e in bonus per il disagio fisico.

Il bonus sociale per disagio economico è stato istituito dall'articolo 1, comma 375 della legge finanziaria 2006 ([legge n. 266/2005](#)) e, come definito dal [sito](#) dell'ARERA, consiste in uno sconto applicato, per 12 mesi, in modo automatico sulle bollette elettriche, gas e idriche ai nuclei familiari che hanno un'attestazione ISEE sottosoglia. Con successivo [decreto](#) del Ministro dello sviluppo economico 28 dicembre 2007 sono stati definiti i criteri per l'applicazione delle tariffe agevolate per la fornitura di energia elettrica ai **clienti economicamente svantaggiati** e, limitatamente alla spesa per l'elettricità, dai soggetti utilizzatori di specifiche **apparecchiature elettromedicali salvavita**.

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.

Nel caso in cui vi sia una **fornitura diretta**, l'ottenimento del bonus è condizionato altresì all'intestazione della fornitura a uno dei componenti del nucleo ISEE, alla presenza di una tariffa per uso domestico nella fornitura nonché al fatto che la fornitura risulti attiva o momentaneamente sospesa per morosità.

In presenza di una **fornitura centralizzata**, per ottenere il bonus occorre che la fornitura condominiale di gas o di acqua venga utilizzata in locali abitativi e sia attiva.

Il [decreto-legge n. 185/2008](#) ha disposto che ai clienti economicamente svantaggiati, aventi diritto alle forniture elettriche agevolate, spetti anche una compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale, e ha innalzato la soglia ISEE di accesso all'agevolazione per le famiglie con almeno quattro figli fiscalmente a carico (cosiddette famiglie numerose) sia per le forniture elettriche, sia per quelle di gas naturale. L'indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) è stato individuato come lo strumento per identificare i nuclei familiari in **situazione di effettiva vulnerabilità economica** che, in quanto tali, hanno diritto ad accedere, ai sensi delle norme pregresse,

alle due agevolazioni tariffarie, per elettricità e gas. A partire dal 2021, in base all'art. 57-*bis*, comma 5, del [decreto-legge n. 124/2019](#), i bonus sono erogati automaticamente ai cittadini e ai nuclei familiari che ne hanno diritto, senza che sia necessario presentare apposita domanda. La riduzione in bolletta è stabilita in misura pari al 30% della spesa media per l'energia elettrica (al lordo delle imposte) e al 15% per il gas (al netto delle imposte), considerando un consumo di riferimento per ciascuna tipologia di famiglia avente le medesime caratteristiche. In tal modo, il bonus non costituisce un incentivo a un aumento dei consumi, né altera le condizioni di convenienza nella scelta del fornitore.

L'articolo 3, comma 9 del decreto-legge n. 185/2008 ha riconosciuto inoltre il diritto alla tariffa agevolata per la fornitura di energia elettrica anche ai clienti domestici (tutti, quindi sia economicamente svantaggiati che non) presso i quali sono presenti persone che versano in gravi condizioni di salute, tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche, alimentate ad energia elettrica, necessarie per il loro mantenimento in vita (cd. [bonus per il disagio fisico](#)). Le agevolazioni relative alle tariffe per la fornitura di energia elettrica ai clienti domestici in gravi condizioni di salute prescindono dal reddito e i relativi criteri non sono stati modificati. Vi accedono tutti i clienti domestici affetti da grave malattia o presso i quali viva un soggetto affetto da grave malattia, che richiede l'utilizzo di apparecchiature elettromedicali per il mantenimento in vita (le apparecchiature sono indicate nel [decreto](#) ministeriale 13 gennaio 2011).

Secondo quanto riportato da [ARERA](#), nel periodo 2008-2020 il bonus sociale veniva richiesto su **base volontaria**, rinnovabile annualmente, e la sua fruizione non è stata capillare. Con l'introduzione dell'**automatismo** nel 2021 sono state interessate circa 2,5 milioni di famiglie, con l'erogazione di **2,5 milioni di bonus elettrici** e **1,5 milioni di bonus gas**. Nel **2022** il meccanismo automatico è stato ulteriormente perfezionato e la soglia ISEE per l'accesso al bonus è stata innalzata da 8.265 a 12.000 euro, per il periodo dal 1° aprile al 31 dicembre 2022, al fine di contrastare l'eccezionale aumento dei prezzi energetici; in quell'anno sono stati riconosciuti 3,8 milioni di bonus elettrici e 2,4 milioni di bonus gas, finanziati anche con fondi del bilancio dello Stato. Nel **2023** sono state adottate ulteriori misure per rafforzare il bonus sociale, introducendo componenti compensative integrative (CCI) finanziate dallo Stato e ampliando la platea dei beneficiari. In base alla legge di bilancio 2023 (articolo 1, commi 17 e 18) le agevolazioni per i clienti economicamente svantaggiati sono state concesse a chi possiede un ISEE non superiore a 15.000 euro per i nuclei con meno di quattro figli. Successivamente, il decreto-legge n. 34/2023 ([articolo 1](#), comma 2), ha elevato la soglia ISEE a 30.000 euro per le famiglie numerose (con almeno quattro figli).

In merito alla quantificazione del bonus, la legge di bilancio 2023 (art. 1, comma 18) ha riconosciuto "*la necessità di determinare risparmi più elevati per le famiglie con valori dell'ISEE più bassi*". L'ARERA è stata dunque delegata a parametrare il bonus in base al valore dell'ISEE di ogni nucleo familiare. Con la [delibera](#) 31 gennaio 2023 (23/2023/R/com) l'ARERA ha disposto che il valore dei bonus venisse differenziato in base al valore dell'ISEE, prevedendo una nuova classe di agevolazione, denominata classe d), per le attestazioni ISEE il cui valore fosse maggiore di 9.530 euro e non superiore a 15.000 euro, alla quale è stata riconosciuta una compensazione pari all'80% di quella applicata ai beneficiari con una soglia ISEE pari a 9.530 euro. Tale agevolazione è stata fruibile nel corso del 2024 anche per i nuclei familiari la cui attestazione ISEE relativa all'anno 2023 sia compresa tra 9.530 e 15.000 euro. Ciò ha permesso di riconoscere nel 2023 complessivamente circa 4,6 milioni di bonus elettrici e 3 milioni di bonus gas. Successivamente, la [delibera](#) 9 maggio 2023 (194/2023/R/com) ha introdotto

la nuova classe di aventi diritto al bonus con riferimento alle famiglie numerose (classe b)-bis), fissando il limite di accesso all'agevolazione della soglia ISEE a 30.000 euro in attuazione a quanto disposto dal decreto-legge n. 34 del 2023, a decorrere dal 1° aprile 2023. L'[articolo 1](#) del decreto-legge n. 131/2023 ha disposto, al comma 1, la cessazione delle compensazioni complementari integrative (CCI) dal IV trimestre 2023. Tuttavia, al successivo comma 8, ha istituito un contributo straordinario per il medesimo trimestre 2023, per i clienti domestici titolari di bonus sociale elettrico, crescente con il numero di componenti del nucleo familiare secondo le tipologie già previste per il bonus sociale. Questo contributo ha operato in luogo del contributo straordinario precedentemente previsto all'art. 3 del decreto-legge n. 34 del 2023, il quale era invece previsto a favore dei clienti domestici diversi da quelli titolari di bonus sociale, con riferimento ai mesi di ottobre, novembre e dicembre 2023, nel caso in cui la media dei prezzi giornalieri del gas naturale sul mercato all'ingrosso superasse la soglia di 45 euro/MWh. Infine, l'articolo 1, comma 14 della legge di bilancio 2024 ([legge n. 213/2023](#)) ha previsto lo stanziamento di 200 milioni di euro per il riconoscimento nel primo trimestre 2024 di un contributo straordinario ai clienti domestici titolari di bonus sociale elettrico, analogo a quello già previsto dal decreto-legge n. 34 del 2023 per il quarto trimestre 2023. Secondo quanto riportato nella [relazione](#) ARERA 210/2024/I/com, nel settore elettrico, nel 2023 il costo totale per garantire la protezione dei clienti in difficoltà economica è stato di circa 1,42 miliardi di euro. Di questa somma, 430 milioni sono stati coperti dall'elemento ASRIM4 della componente tariffaria ARIM, mentre i restanti 997 milioni sono stati assunti dal bilancio dello Stato: 632 milioni per finanziare le compensazioni integrative CCI e 365 milioni per sostenere l'estensione temporanea della platea dei beneficiari derivante dall'innalzamento della soglia ISEE. A questo importo si sono aggiunti ulteriori 300 milioni stanziati dal Governo per il contributo straordinario erogato nel quarto trimestre del 2023.

Con riferimento all'annualità del **2025**, il decreto-legge n. 19 del 2025, all'[articolo 1](#), comma 1, ha introdotto un contributo **straordinario** del valore di 200 euro sulle forniture di energia elettrica dei clienti domestici con un'attestazione ISEE sino a 25.000 euro.

Per completezza, si riportano i valori annuali del bonus sociale ordinario elettrico per l'anno 2026, in vigore dal I trimestre 2026 fino al 31 dicembre 2026, come quantificati da ARERA:

Composizione nucleo ISEE	Bonus totale anno 2026 €/anno per POD	Bonus giornaliero anno 2026 €/giorno per POD	Bonus mensile anno 2026 €/30 gg per POD
Numerosità familiare 1-2 componenti	146,00	0,40	12,00
Numerosità familiare 3-4 componenti	186,15	0,51	15,30
Numerosità familiare oltre 4 componenti	204,40	0,56	16,80

Il **comma 2** introduce un **contributo** straordinario per l'acquisto dell'energia elettrica, che i venditori di energia elettrica possono, **volontariamente**, riconoscere per il **2026** e il **2027** ai clienti domestici **non titolari** di bonus sociale di cui al comma 1 e con ISEE annuale **non superiore** a **25.000** euro. Tramite un emendamento dalla Camera, è stato precisato che il riconoscimento di tale contributo non può dipendere dall'acquisto di altri servizi o prodotti, né può comportare condizioni contrattuali peggiori.

Il contributo in questione consta di un valore economico equivalente alla **componente “prezzo dell'energia” (PE)** della bolletta elettrica, volta a coprire i costi di acquisto dell'energia da parte del venditore (si rimanda al portale di ARERA per maggiori approfondimenti su [composizione e lettura della bolletta](#)).

La componente PE cui fa riferimento il comma in esame è quella definita dalla [delibera](#) ARERA n. 428/25/R/eel e deve essere applicata ai consumi:

- del primo bimestre dell'anno (ovvero gennaio – febbraio), per i clienti con forniture **attive al 1° gennaio** del medesimo anno;
- del primo bimestre di fornitura per i clienti i cui contratti sono stati attivati **successivamente al 1° gennaio**, purché entro il 31 maggio di ciascun anno; ne consegue che tale agevolazione **non si applica** alle attivazioni **successive al 31 maggio**.

L'ottenimento del contributo volontario è sottoposto a una **duplice condizione**: i consumi del bimestre preso in considerazione non devono superare la soglia di **0,5 MWh** e, inoltre, i consumi dell'annualità precedente al bimestre preso in considerazione devono essere inferiori a **3 MWh**.

Si rammenta che la delibera di ARERA 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.

Sono di seguito illustrate le condizioni economiche riferite alla componente PE riportate nelle tabelle allegate alla Delibera:

Tabella 1.1: Parametro PE_M, di cui al comma 10.3 lettera b), corretto per le perdite di rete (elemento PE)

	PE (centesimi di euro/kWh)
Utenza domestica in bassa tensione	12,032

Tabella 1.2: Parametro PE_{bio}, di cui al comma 10.3 lettera a), corretto per le perdite di rete (elemento PE)

	PE (centesimi di euro/kWh)	
	F1	F23
Utenza domestica in bassa tensione	12,348	11,874

Per semplificare, il valore del contributo risulta dalla moltiplicazione tra il valore della componente PE (euro/kWh) indicata e i consumi (kWh) consumati, a seconda dell'attivazione, o nel bimestre gennaio-febbraio o nel primo bimestre utile a partire dall'attivazione.

In base a quanto disposto dal comma in esame, il **contributo** non viene versato direttamente al cliente ma figura come **sconto sulla bolletta**.

Tale sconto viene **applicato dal venditore** titolare della fornitura dell'energia elettrica durante il bimestre preso in considerazione per il calcolo della componente PE (gennaio-febbraio se il contratto è stato attivato entro il 1° gennaio, oppure i primi due mesi di fornitura se attivato in seguito) e viene inserito nelle fatturazioni che riguardano i consumi del **quinto mese successivo** al citato bimestre.

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

Il **comma 3** riconosce ai **venditori** di energia elettrica che abbiano **concesso il contributo** volontario di cui al comma 2 un'**attestazione** che può essere utilizzata anche a fini commerciali.

Viene attribuito all'**ARERA** il compito di stabilire, tramite **deliberazione** da adottarsi entro 30 giorni dalla data di entrata in vigore del provvedimento in esame:

- le modalità di **riconoscimento del contributo** volontario da parte dei venditori di energia elettrica, con il fine di garantire la trasparenza delle informazioni e la tutela dei consumatori (come previsto dal **comma 2**);
- le modalità di **rilascio dell'attestazione** e della relativa **pubblicazione** sul portale istituzionale dell'ARERA.

Alla medesima Autorità è altresì conferita la funzione di monitorare nel 2026-2027 l'applicazione delle disposizioni relative al contributo volontario introdotto nel comma 2 e alle attestazioni rilasciate ai venditori di energia elettrica.

Il **comma 4** reca la **copertura finanziaria** degli oneri relativi al contributo straordinario del valore di 115 euro ai titolari del *bonus* sociale, di cui al comma 1, calcolato in **315 milioni** di euro per il **2026**. A tali oneri si provvede mediante riduzione delle autorizzazioni di spesa del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE), ovvero:

- quanto a **100 milioni** di euro, mediante utilizzo delle risorse iscritte nel bilancio di previsione del MASE, derivanti dalla messa all'asta delle quote di emissioni di gas ad effetto serra, di cui all'[articolo 23](#), comma 7, **lettera h**) del decreto legislativo n. 47 del 2020.

Si rammenta che il comma prevede alcune attività cui destinare le risorse assegnate al citato Ministero derivanti dai proventi delle aste. La lettera

- h) si riferisce alle attività di cattura e di stoccaggio geologico sicuri sotto il profilo ambientale di CO₂ e di rimozione del carbonio;
- quanto a **63 milioni** di euro mediante utilizzo delle risorse iscritte nel bilancio di previsione del MASE, ai sensi della **lettera i)**, comma 7, del citato decreto legislativo. 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;
 - quanto a **20 milioni** di euro mediante utilizzo delle risorse iscritte nel bilancio di previsione del MASE, ai sensi della **lettera l)**, comma 7, del citato decreto legislativo. La lettera l) è inerente al finanziamento della ricerca e dello sviluppo dell'efficienza energetica e delle tecnologie pulite;
 - quanto a **10 milioni** di euro mediante utilizzo delle risorse iscritte nel bilancio di previsione del MASE, ai sensi della **lettera r)**, comma 7, del citato decreto legislativo. La lettera r) si riferisce alle attività volte a sostenere le azioni e le infrastrutture funzionali all'abbandono del carbone nella generazione termoelettrica;
 - quanto a **67 milioni** di euro mediante utilizzo delle risorse iscritte nel bilancio di previsione del MASE, ai sensi dell'[articolo 15](#), comma 1, del decreto legislativo n. 199 del 2021. Tale comma destina una parte dei proventi annuali derivanti dalla messa all'asta delle quote di emissione di CO₂ alla copertura dei costi di incentivazione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica mediante misure che trovano copertura sulle tariffe dell'energia;
 - quanto a **55 milioni** di euro mediante utilizzo delle risorse presenti nel Fondo nazionale per l'efficienza energetica, ai sensi dell'[articolo 15](#), comma 1, del decreto legislativo n. 102 del 2014.

Il **comma 5** attribuisce allo Stato le risorse stanziare a copertura del **contributo straordinario** del valore di 115 euro messo a disposizione dei titolari del bonus sociale che **non siano state utilizzate** entro la fine del 2026.

Il **comma 5-bis**, introdotto nel corso dell'esame alla Camera, interviene sull'[articolo 51](#) del decreto legislativo n. 206/2005 (Codice del consumo) introducendo i commi *8-bis*, *8-ter*, e *8-quater* e si pone l'obiettivo di tutelare i consumatori in materia di contratti di fornitura di energia elettrica e gas, contrastando le sollecitazioni commerciali telefoniche non richieste (cd. *telemarketing/teleselling*).

In proposito, si rammenta che l'articolo 51 si occupa dei requisiti formali per i **contratti a distanza**. Esso è stato da ultimo modificato dall'articolo 1, comma 16, del decreto legislativo n. 26 del 2023, che ha provveduto a sostituire l'articolo 8 con la versione attualmente vigente, secondo cui se un consumatore intenda ricevere

determinate prestazioni (prestazione dei servizi ovvero la fornitura di acqua, gas o elettricità o di teleriscaldamento) durante il periodo di recesso, il professionista è tenuto non solo a esigere che il consumatore ne faccia esplicita richiesta su un supporto durevole, ma anche a chiedere al consumatore di riconoscere che, una volta che il contratto sarà stato interamente eseguito dal professionista, il consumatore non avrà più il diritto di recesso.

Le novità apportate dalla norma in commento sono di seguito illustrate.

Il nuovo comma **8-bis** introduce in primo luogo un **divieto generale di sollecitazioni commerciali telefoniche** verso i consumatori, valido una volta decorsi 60 giorni dall'entrata in vigore della presente disposizione. Tale divieto non riguarda solo le chiamate ma include **anche l'invio di messaggi** ai consumatori.

L'utente può essere contattato dal professionista in presenza di due ipotesi:

- qualora egli abbia effettuato direttamente una richiesta rivolta al professionista, anche mediante l'utilizzo di interfacce informatiche di quest'ultimo;
- nei confronti di clienti già acquisiti che abbiano espresso uno **specifico consenso** a ricevere proposte commerciali.

Il comma **8-bis** infine pone in capo al professionista l'onere di dimostrare la validità del contratto.

Il nuovo comma **8-ter** dispone che i contatti telefonici debbano essere effettuati da un numero che identifichi **univocamente** il professionista e stabilisce la **nullità dei contratti** stipulati in violazione delle prescrizioni introdotte nei nuovi commi. Il comma **8-ter** richiama, a tutela del consumatore, il ricorso agli strumenti di risoluzione alternativa delle controversie previsti nel Codice del consumo (Parte V, Titolo II-*bis*), incluso il [Servizio Conciliazione](#) previsto dall'ARERA.

Il nuovo comma **8-quater** prevede che gli utenti possano segnalare al Garante per la protezione dei dati personali e all'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (AGCOM) i casi di chiamate effettuate in violazione della disciplina sopra citata. Nel caso in cui AGCOM accerti, nell'ambito dell'attività istruttoria, che la chiamata provenga da numeri diversi da quelli assegnati al professionista, ordina al gestore telefonico l'**immediata sospensione** dell'utilizzo delle linee. È inoltre previsto che il Garante della *privacy*, in presenza di un numero significativo di segnalazioni di chiamate senza previo consenso, possa chiedere ad AGCOM di procedere alla sospensione in questione.

Articolo 1-bis

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

L'**articolo 1-bis**, introdotto nel corso dell'esame parlamentare, riconosce alle famiglie economicamente svantaggiate titolari del *bonus* elettrico anche il diritto alla compensazione per la **fornitura del teleriscaldamento**.

Apportando modifiche all'[articolo 3](#), commi 9 e 9-*bis*, del decreto-legge n. 185/2008 (legge n. 2/2009), l'**articolo 1-bis**, composto da un unico comma, introdotto nel corso dell'esame alla Camera, reca alcune disposizioni volte a estendere alle famiglie economicamente svantaggiate, aventi diritto all'applicazione delle tariffe agevolate per la fornitura di energia elettrica, il diritto a ottenere la compensazione della spesa, con decorrenza dall'1° gennaio 2026, per la **fornitura di teleriscaldamento**. In altri termini, **dal 1° gennaio 2026** le famiglie che beneficiano delle tariffe agevolate sull'energia elettrica potranno ricevere una misura di compensazione anche per la fornitura del teleriscaldamento, e non più solo per la fornitura del gas.

Si rammenta che il decreto-legge n. 185 del 2008 ha introdotto un insieme di misure in materia di famiglia, occupazione, infrastrutture, e contrasto all'evasione fiscale per fronteggiare l'eccezionale situazione di crisi internazionale riscontrata in quel periodo. L'articolo 3 in questione si compone di tredici commi e reca alcune disposizioni volte a bloccare e ridurre le tariffe.

Le modifiche della norma in commento possono essere illustrate come segue.

Modifiche al comma 9 dell'articolo 13 del decreto-legge n. 185/2008.

Il **comma 9** dell'articolo 3 ha introdotto, con decorrenza dal 1° gennaio 2009, agevolazioni tariffarie delle utenze del gas (*bonus* gas) a favore delle famiglie economicamente svantaggiate aventi diritto all'applicazione di tariffe elettriche agevolate (*bonus* elettrico). La compensazione è stata riconosciuta in modo differenziato per zone climatiche e in forma parametrata al numero di componenti la famiglia, in modo tale da produrre una riduzione della spesa (al netto delle imposte) dell'utente medio indicativamente del 15%.

In primo luogo, a favore delle famiglie economicamente svantaggiate aventi diritto al *bonus* elettrico viene introdotta anche la compensazione per la **fornitura del teleriscaldamento**².

² Secondo quanto riportato nel [sito](#) dell'ARERA, il **servizio di telecalore**, inteso anche come teleriscaldamento e/o teleraffrescamento, è definito come il trapianto a distanza di energia ad uso

In secondo luogo, la norma interviene sulla copertura degli oneri derivanti, nelle regioni a statuto ordinario, dalla compensazione della fornitura. Viene precisato che le risorse stanziare per la copertura riguardano **solo** la fornitura del gas naturale.

Il comma 9 prevede, a decorrere dal 2010, che la copertura degli oneri derivanti, nelle regioni a statuto ordinario, dalla citata compensazione sia disciplinata dell'articolo 2, comma 3, del decreto legislativo n. 26/2007. Il citato articolo 2, comma 3, rinviando all'articolo 11, comma 3, lettera **d**) della legge n. 468/1978, disponeva originariamente che la copertura fosse individuata all'interno della quota che la legge finanziaria dedicava alle leggi di spesa permanente; a seguito dell'abrogazione della legge n. 468/1978, l'articolo 21, comma 2, della legge n. 243/2012, ha disposto che tale individuazione avvenga nell'ambito della legge di bilancio.

Si segnala che attualmente le risorse per la compensazione risultano stanziare sul capitolo 3822 dello stato di previsione del Ministero dell'economia e delle finanze, che nella legge di bilancio 31 dicembre 2025, n. 199, reca stanziamenti per 54,4 milioni di euro per ciascuno degli anni 2026-2028 (Nota di variazioni allo stato di previsione del Ministero dell'economia e delle finanze, A.C. 2750, [Tabella 2, parte I](#), pag. 163). Si segnala altresì che, negli ultimi anni, alcune rideterminazioni della compensazione per la fornitura di gas naturale sono state disposte dall'art. 1, comma 508, della legge di bilancio 2022 (legge 30 dicembre 2021, n. 234) e, successivamente, dall'art. 1, comma 18, della legge di bilancio 2023 (legge 29 dicembre 2022, n. 197).

In terzo luogo, si introduce un meccanismo attuativo specifico per la fornitura del teleriscaldamento. Concretamente, **ad ARERA è assegnato il compito** di:

- istituire una specifica **componente tariffaria** per alimentare un conto gestito dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA);
- definire altresì le misure tecniche per attribuire il beneficio agli aventi diritto.

Modifiche al comma 9-bis dell'articolo 13 del decreto-legge n. 185/2008

Il comma 9-bis ha esteso anche ai **nuclei familiari** con **almeno quattro** figli a carico con ISEE non superiore a **20.000 euro** la tariffa agevolata per la fornitura di energia elettrica e il diritto alla compensazione per la fornitura di gas naturale. A seguito della novità apportata dalla novella in esame, ai nuclei familiari con almeno quattro figli a carico con ISEE non superiore a 20.000 euro è riconosciuto anche il diritto alla compensazione per la **fornitura del teleriscaldamento**.

riscaldamento, raffrescamento e produzione di acqua calda sanitaria e/o processo tramite un'infrastruttura di rete. Tale infrastruttura trasporta l'energia termica da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti di utilizzazione, è realizzata prevalentemente sul suolo pubblico ed è finalizzata a consentire ai soggetti interessati, nei limiti consentiti dall'estensione della rete, di collegarsi ad essa per l'approvvigionamento di energia termica.

Articolo 1-ter

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

L'**articolo 1-ter**, aggiunto nel corso dell'esame parlamentare, impone alle società di vendita di energia di indicare nelle bollette elettroniche l'**identità dell'intermediario** attraverso il quale è stato stipulato il contratto di fornitura, specificando che il dato è reso accessibile esclusivamente al venditore che emette la fattura e all'utente finale.

L'**articolo 1-ter**, introdotto nel corso dell'esame alla Camera, reca disposizioni volte a incrementare la trasparenza per i consumatori finali nel settore dell'energia, intervenendo sull'articolo 9, comma 7, lettera *b*), del d.lgs. n. 102/2014.

Si ricorda che la norma oggetto di modifica demanda all'ARERA il compito di disciplinare le modalità con cui le società di vendita al dettaglio debbano garantire ai clienti l'opzione di ricevere le bollette e le informazioni sulla fatturazione in via elettronica (indipendentemente dall'installazione di contatori intelligenti). La norma è stata recentemente modificata in questo senso dall'[articolo 19, comma 2](#), della legge n. 193/2024 (legge annuale per il mercato e la concorrenza 2023): per maggiori approfondimenti su tale modifica si rimanda all'apposito [dossier](#) del Servizio Studi.

La disposizione in esame integra tale previsione, stabilendo che la documentazione elettronica debba obbligatoriamente riportare anche l'**identità dell'intermediario** tramite il quale è stato sottoscritto **il contratto di fornitura**. Il testo specifica che tale dato deve essere reso accessibile **esclusivamente al venditore che emette la fattura e all'utente finale**.

Resta in ogni caso fermo l'obbligo per le società di vendita di fornire ai clienti, su richiesta, una spiegazione chiara e comprensibile sui criteri di compilazione della bolletta.

Articolo 1-quater

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

L'**articolo 1-quater**, introdotto nel corso dell'esame alla Camera, intervenendo sulla fase precontrattuale, introduce e disciplina in capo agli operatori dei settori dell'energia elettrica, del gas naturale e delle telecomunicazioni la responsabilità per la **correttezza, la trasparenza e l'adeguatezza** delle attività di consulenza e delle proposte contrattuali rivolte ai clienti finali.

L'**articolo 1-quater**, introdotto nel corso dell'esame parlamentare, si compone di tre commi e intende rafforzare gli **obblighi precontrattuali** degli operatori dei settori dell'energia elettrica, del gas naturale e delle telecomunicazioni, al fine di tutelare il cliente finale.

Nel dettaglio, il **comma 1** attribuisce agli operatori dei settori dell'energia elettrica, del gas naturale e delle telecomunicazioni la responsabilità per la **correttezza, la trasparenza e l'adeguatezza** delle attività di consulenza e delle proposte contrattuali rivolte ai clienti finali. La responsabilità riguarda non solo l'attività svolta **direttamente** dall'operatore, ma anche quella svolta tramite **reti di vendita**.

Il **comma 2** specifica il **contenuto dell'obbligo**: prima della conclusione del contratto, l'operatore deve acquisire le informazioni necessarie sulle **esigenze del cliente** e valutare l'**adeguatezza** della proposta contrattuale.

In altri termini, l'operatore deve raccogliere elementi utili a comprendere il profilo del cliente e poi verificare se il contratto proposto sia coerente con quel profilo.

Il **comma 3** introduce una misura di natura residuale, rimettendo alle Autorità di regolazione competenti la definizione, ove ciò non sia già previsto, delle modalità attuative della disposizione in commento. In particolare, le Autorità di regolazione competenti devono indicare le prescrizioni necessarie a garantire il rispetto di quanto indicato nei commi 1 e 2, senza arrecare oneri a carico della finanza pubblica.

Articolo 1-quinquies
(Disposizioni in materia di trasparenza nel settore dell'energia)

L'**articolo 1-quinquies**, introdotto nel corso dell'esame parlamentare, conferisce all'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) il compito di stabilire in che modo i venditori al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale dovranno comunicarle i dati relativi ai propri **margini di profitto** (comma 1), la **frequenza** della rendicontazione, i **soggetti obbligati** e le eventuali **soglie** dimensionali (comma 2).

L'**articolo 1-quinquies**, introdotto nel corso dell'esame parlamentare, si compone di 2 commi e persegue l'obiettivo di aumentare la trasparenza nel mercato dell'energia.

In concreto, il **comma 1** affida ad ARERA il compito di stabilire, entro **sei mesi** dall'entrata in vigore della norma in commento, le modalità con cui i venditori al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale dovranno comunicare all'Autorità i dati relativi ai propri **margini di profitto**, distinti per **tipologia di cliente** o di **offerta**.

Il **comma 2** precisa che ARERA deve definire altresì la **frequenza** della rendicontazione, i **soggetti obbligati** e le eventuali **soglie** dimensionali. Si specifica che la rendicontazione dovrà avvenire almeno una volta l'anno e dovrà essere impostata in modo proporzionato, trasparente e comparabile, tenendo presente gli oneri amministrativi per gli operatori.

Articolo 1-sexies
*(Disposizioni per la tutela dei clienti finali e la mitigazione dei prezzi
attraverso la trasparenza del processo di cambio fornitore)*

L'**articolo 1-sexies**, aggiunto dalla Camera, dispone, al **comma 1** che i **dati raccolti** tramite il Sistema informativo integrato durante il processo di cambio di fornitore (cd. *switching*), possano essere utilizzati solamente per scopi tecnici connessi al medesimo processo di cambio.

Per dare attuazione a tale disposizione, il **comma 2** affida ad ARERA il compito di istituire un tavolo tecnico volto a definire un **accordo quadro** che regoli le procedure di *switching* nel rispetto dei principi di neutralità, trasparenza e tutela della concorrenza.

L'**articolo 1-sexies**, inserito nel corso dell'esame parlamentare, introduce misure volte a rafforzare la tutela dei consumatori nel mercato energetico, agendo sulla trasparenza e sul corretto utilizzo dei dati acquisiti durante il processo di cambio fornitore (cd. *switching*).

Il **comma 1** prevede che le **informazioni acquisite** nell'ambito del processo di **cambio fornitore** gestito tramite il Sistema informativo integrato (SII), siano **utilizzate esclusivamente per le finalità tecniche** connesse all'esecuzione del cd. *switching*. La finalità espressa dalla disposizione è quella di garantire la **libera scelta** dei clienti finali e assicurare la **trasparenza** delle condizioni economiche sottoscritte.

Il [Sistema informativo integrato](#) (SII) è l'infrastruttura istituita presso Acquirente Unico dall'[articolo 1-bis](#) del decreto-legge n. 105/2010 (legge n. 129 del 13 agosto 2010) con la finalità di **gestire i flussi informativi** tra distributori e venditori, relativi ai **mercati dell'energia elettrica e del gas**. ARERA ne disciplina le modalità di funzionamento. Il SII è basato su una banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali (Registro Centrale Ufficiale). La disponibilità dei dati nell'ambito del SII è finalizzata da un lato al miglioramento delle politiche commerciali degli operatori, dall'altro al potenziamento della capacità decisionale dei consumatori, rendendo così il mercato più dinamico ed efficiente. Le modalità di funzionamento del SII sono state definite, in termini generali, con la [deliberazione ARG/com 201/2010](#) – sulla base della quale Acquirente Unico ha adottato il relativo **regolamento di funzionamento**.

Conseguentemente, il **comma 2** affida ad ARERA il compito di istituire, con deliberazione, un **tavolo tecnico** finalizzato alla definizione di un **accordo quadro per la regolamentazione delle procedure di cambio fornitore**, entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della disposizione in commento.

La regolamentazione delle procedure di *switching* deve risultare coerente con il vincolo di destinazione funzionale delle informazioni stabilito dal comma 1 e dovrà conformarsi ai principi fondamentali di:

- **neutralità;**
- **trasparenza;**
- **tutela della concorrenza.**

Viene infine precisato che per la partecipazione al tavolo tecnico non spettano compensi, gettoni di presenza, rimborsi di spesa o altri emolumenti comunque denominati.

Articolo 2

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

L'**articolo 2** introduce un meccanismo per ridurre il costo delle bollette elettriche delle utenze non domestiche attraverso una ristrutturazione degli incentivi del Conto energia per gli impianti fotovoltaici con potenza superiore ai 20kW.

I **commi da 1 a 3** prevedono che i titolari di impianti fotovoltaici con potenza superiore a 20 kW, che beneficiano di incentivi dei quattro meccanismi del Conto energia con scadenza dal 2029, possono scegliere volontariamente di **ridurre del 15% o 30% i premi tariffari previsti tra il 2026 e il 2027**, in cambio di un'**estensione della convenzione rispettivamente di 3 o 6 mesi**.

Il **comma 4** prevede la possibilità, per i predetti soggetti, di optare per l'**uscita anticipata dal** sistema di incentivazione del **Conto energia**, a partire dal 2028, in cambio di un corrispettivo. L'erogazione del corrispettivo è subordinata all'obbligo di **rifacimento integrale degli impianti** fotovoltaici.

In tal senso, il **comma 5** introduce nel T.U. FER una disposizione volta a favorire il rifacimento degli impianti fotovoltaici in aree industriali.

Il **comma 6** demanda ad un **decreto** del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica la definizione delle **modalità di attuazione della fuoriuscita dal Conto energia**.

Il **comma 7** prevede che l'**ARERA adegui le tempistiche di versamento delle componenti tariffarie** ASOS e ARIM da parte dei distributori di energia, allineandole alle tempistiche di pagamento da parte dei venditori di energia.

Infine, il **comma 8** demanda all'**ARERA la definizione delle modalità con cui**, in base a quanto previsto ai commi 1, 4 e 7, sarà **ridotta la componente ASOS** delle bollette di alcune categorie di **utenze non domestiche**.

L'**articolo 2**, composto di 8 commi, affronta il problema dell'elevata incidenza degli oneri generali di sistema derivanti dalla componente ASOS (destinata al sostegno delle fonti rinnovabili) sulla [bolletta elettrica](#), intervenendo in particolare sul sistema di incentivazione per gli impianti fotovoltaici e sull'adeguamento delle tempistiche di pagamento delle componenti tariffarie. Viene quindi introdotto un articolato meccanismo di rimodulazione degli incentivi al fotovoltaico (incentivi raccolti nelle quattro edizioni del cd. Conto energia) con la finalità di abbattere gli oneri generali di sistema gravanti sulle bollette elettriche delle imprese. La norma agisce anche attraverso una rimodulazione temporale dei flussi di incentivi e la promozione del *repowering* degli impianti.

Si ricorda che la **componente** degli oneri generali di sistema nominata ASOS comprende gli oneri relativi al **sostegno delle energie rinnovabili** ed alla **cogenerazione**. Sul punto, il **comma 1** dell'articolo 2 afferma la duplice finalità delle disposizioni in commento: si intende garantire un costo delle bollette

elettriche accessibile e, al contempo, rafforzare la sostenibilità delle politiche di supporto alle energie rinnovabili.

• **Oneri generali del sistema elettrico: la componente A_{SOS}**

Gli **oneri generali del sistema elettrico** sono stati istituiti dall'[articolo 3, comma 11](#), del d.lgs. n. 79/1999, come “maggiorazioni” dei corrispettivi del servizio di trasporto di energia elettrica pagati in bolletta.

Con la riforma degli oneri generali di sistema (delibera [922/2017/R/eel](#) e [923/2017/R/com](#) del 27 dicembre 2017), dal 1° gennaio 2018, l'ARERA ha definito la nuova struttura tariffaria degli oneri, ripartendoli in **due componenti**:

Asos, ossia oneri generali relativi al **sostegno delle energie rinnovabili** ed alla **cogenerazione**;

ARIM, per la **copertura dei rimanenti oneri generali**, derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica, da misure di ricerca e sviluppo tecnologico nel settore elettrico e dalla copertura dei costi del regime tariffario speciale riconosciuto a Rete Ferroviaria Italiana (RFI).

Ciascuno dei due raggruppamenti è composto da una serie di elementi.

Nello specifico, la componente A_{SOS} si declina in: **A_{3*SOS}** , **A_{ESOS}** e **$A_{91/14SOS}$** .

- L'elemento **A_{3*SOS} copre i costi per il sostegno delle fonti rinnovabili**. La sua base giuridica generale si rinviene nell'[articolo 24, comma 7](#) del d.lgs. n. 28/2011. Ai sensi di tale articolo, l'ARERA definisce le modalità con le quali le risorse per l'erogazione degli incentivi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili trovano copertura nel gettito della componente. Inoltre, l'[articolo 5, comma 1, lett. e\)](#) del d.lgs. n. 199/2021, dispone che gli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili trovano **copertura** sulla componente degli oneri generali del sistema elettrico destinata al sostegno delle rinnovabili, secondo modalità definite dall'ARERA. La **normativa** volta a definire gli incentivi alle fonti rinnovabili è essenzialmente di **rango secondario**, affidata a decreti ministeriali. Infine, l'[articolo 42](#) del d.lgs. n. 28/2011 attribuisce al **GSE** la competenza ad **erogare gli incentivi** nei settori elettrico, termico e dell'efficienza energetica. Questa componente corrisponde approssimativamente alla **ex componente A3** (applicata fino al 31 dicembre 2017), ma si differenzia da essa in quanto sono esclusi gli oneri relativi alla incentivazione della produzione di energia elettrica ascrivibile a rifiuti non biodegradabili, che sono confluiti nella componente tariffaria **ARIM**.

- L'elemento **A_{ESOS}** copre il costo degli oneri derivanti dalla **applicazione in misura ridotta dell'elemento A_{3*SOS} alle imprese a forte consumo di energia elettrica** ed è imposto agli utenti non energivori (clienti finali, persone fisiche ed imprese che non sono a forte consumo di energia elettrica). Trova la sua base giuridica legittimante, in primis, nell'[articolo 39, comma 3](#) del decreto-legge n. 83/2012 e nella [legge n. 167/2017](#) (legge europea 2017), che ha definito i criteri e principi per la definizione delle nuove agevolazioni alle “imprese energivore”, al fine di renderli conformi alla disciplina europea sugli aiuti di Stato. La vigente disciplina delle agevolazioni tariffarie a favore delle imprese a forte consumo di energia elettrica è ora contenuta nell'[articolo 3](#) del decreto-legge n. 131/2023 ed è coerente con la nuova normativa UE in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia, di cui alla comunicazione della

Commissione europea 2022/C 80/01. Questa componente corrisponde alla **ex componente tariffaria AE**, applicata fino al 31 dicembre 2017.

- L'elemento **A_{91/14SOS}** è una componente "negativa", **per la riduzione dell'elemento A_{3SOS}**. Esso produce un **effetto di sconto** sulle categorie dei **clienti in media e bassa tensione** (di cui all'[articolo 23](#) del decreto-legge n. 91/2014), applicato ai punti di prelievo di media tensione e di bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, che non sono nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica. Detto elemento è applicato direttamente sulla componente **A_{SOS}** in quanto, a partire dal 1° gennaio 2018, tutti gli effetti economici delle disposizioni di cui all'articolo 29 del decreto-legge n. 91/2014 risultano esauriti, tranne quelli relativi alla ex componente tariffaria A3, con riferimento alla riduzione degli oneri degli impianti fotovoltaici.

Per quanto riguarda il **meccanismo di riscossione**, i fornitori (ossia i venditori) fatturano e riscuotono dai propri clienti finali gli oneri generali, con le altre voci che compongono la bolletta. I fornitori, a loro volta, pagano gli oneri generali ai distributori nelle fatture del servizio di trasporto di energia. I distributori versano, con cadenza mensile, il gettito degli oneri generali – componente **A_{SOS}** e **A_{RIIM}** della bolletta – in appositi conti presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali, CSEA (ai sensi dell'articolo 5 del Testo integrato delle disposizioni per le prestazioni patrimoniali imposte e i regimi tariffari speciali per il settore elettrico ([TIPPI](#))), la quale li destina alle diverse finalità definite dalla legge.

I **costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili** sono posti, in generale, a valere sul **Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate**, presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali, CSEA (articolo 12 del TIPPI). La componente tariffaria **A_{SOS}** alimenta il conto e costituisce la **componente più "pesante"** (in termini finanziari) degli oneri generali del sistema elettrico, dunque più **impattante** sulla collettività. Le risorse per il sostegno alle fonti rinnovabili affluiscono, per oltre il 90%, al Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

Come anticipato, l'articolo in commento interviene per rimodulare gli incentivi di cui beneficiano i titolari di impianti di potenza superiore ai 20 kW, previsti dal cd. **Conto energia** e prossimi alla scadenza, introducendo un **meccanismo volontario** che:

permette di **estendere** la durata delle convenzioni del Conto energia, a fronte di una riduzione della tariffa percepita (**commi 1-3**);

consente di **fuoriuscire** anticipatamente dalle convenzioni del Conto energia, rinunciando ad una parte del sostegno, a condizione che si provveda al rifacimento integrale degli impianti (cd. *repowering*) con la possibilità di partecipare poi ai nuovi meccanismi di supporto (**comma 4**).

• *Il Conto energia*

Il cd. Conto energia è stato introdotto in Italia con il [d.lgs. n. 387/2003](#) che ha recepito la [direttiva 2001/77/CE](#), relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità (abrogata dalla [direttiva 2009/28/CE](#), a sua volta abrogata dalla [direttiva \(UE\) 2018/2001](#), cd. RED II). La finalità primaria era quella di **supportare, attraverso incentivi economici, la diffusione delle**

fonti rinnovabili, in particolare quella solare fotovoltaica, che ha registrato un forte sviluppo grazie agli incentivi previsti dal meccanismo.

Il meccanismo è diventato operativo con l'entrata in vigore del [decreto](#) del Ministro delle attività produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio del 28 luglio 2005 (**I Conto energia**) che ha introdotto il sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica.

Con il [decreto](#) del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 19 febbraio 2007 (**II Conto energia**) sono state introdotte alcune novità quali:

- l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta dall'impianto;
- la semplificazione delle regole di accesso alle tariffe incentivanti;
- la differenziazione delle tariffe anche in funzione del tipo di integrazione architettonica e della taglia dell'impianto.

È stato inoltre previsto un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia.

Nel 2010, [decreto](#) del Ministro delle attività produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio del 6 agosto 2010 è entrato in vigore il **III Conto energia**, applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011, che ha introdotto specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e impianti fotovoltaici a concentrazione.

Con la [legge n. 129/2010](#) sono poi state confermate le tariffe dell'anno 2010 del II Conto energia a tutti gli impianti in grado di certificare la conclusione dei lavori entro il 31 dicembre 2010 e di entrare in esercizio entro il 30 giugno 2011.

A seguito dell'emanazione del [d.lgs. 28/2011](#) (attuativo della citata direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili che ha abrogato la direttiva 2001/77/CE), è stato pubblicato il [decreto](#) del Ministro delle attività produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio del 5 maggio 2011 (**IV Conto energia**) che ha definito il meccanismo di incentivazione riguardante gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 maggio 2011 con l'obiettivo di allineare il livello delle tariffe all'evoluzione dei costi della tecnologia fotovoltaica e di introdurre un limite di costo cumulato annuo degli incentivi, fissato in 6 miliardi di euro.

Con l'avvicinarsi del limite di costo individuato dal IV° Conto Energia è stato pubblicato il [decreto](#) ministeriale del 5 luglio 2012 (**V Conto energia**) che ha confermato in parte le disposizioni previste dal D.M. del 5 maggio 2011 e ha fissato il costo cumulato degli incentivi a **6,7 miliardi di euro**.

Le disposizioni di incentivazione del Conto energia non sono state più **applicate** dal **6 luglio 2013** dopo il raggiungimento del tetto di 6,7 miliardi di euro.

Per ulteriori approfondimenti, si rimanda alla pagina dedicata nel [sito](#) del GSE.

Più nel dettaglio, i commi 1 e 2 prevedono la possibilità per i titolari di impianti fotovoltaici di estendere le convenzioni previste dal Conto energia, con una **riduzione della tariffa-premio** spettante per il periodo che intercorre **tra il secondo semestre del 2026 e il 31 dicembre 2027**.

Ai sensi del **comma 1** la platea dei destinatari di tale rimodulazione è individuata nei soggetti titolari di **impianti fotovoltaici aventi potenza nominale incentivata superiore a 20 kW** che beneficiano di premi fissi non dipendenti dai prezzi di

mercato, derivanti dai primi quattro dispositivi del Conto energia (quindi da quelli di cui al [D.M. 28 luglio 2005](#), al [D.M. 19 febbraio 2007](#), al [D.M. 6 agosto 2010](#) e al [D.M. 5 maggio 2011](#)), con scadenza a decorrere dal 1° gennaio 2029.

I soggetti così individuati **possono aderire**, esclusivamente **su base volontaria**, ad uno dei seguenti schemi di **riduzione delle tariffe-premio**:

- a) una riduzione del **15%** del valore spettante nel periodo che intercorre tra luglio 2026 e il 31 dicembre 2027, in cambio – dispone il **comma 2** – di un prolungamento delle convenzioni pari a **3 mesi**;
- b) una riduzione del **30%**, del valore spettante nel medesimo periodo, in cambio – sempre ai sensi del comma 2 – di un prolungamento delle convenzioni pari a **6 mesi**.

Per il periodo oggetto di estensione, il GSE applicherà una tariffa mediata (segnatamente, pari alla media delle tariffe premio oggetto di riduzione).

Ai sensi del **comma 3**, l'eventuale adesione ad uno dei due schemi previsti deve essere comunicata dai soggetti interessati **entro il 31 maggio 2026** al GSE, che provvede ad aggiornare le relative convenzioni.

Sulla base di quanto riportato nella relazione tecnica, **stando ai dati forniti dal MASE**, la potenziale platea comprenderebbe circa 52.419 impianti, per una potenza complessiva di circa 13,3 GW. La relazione opera altresì la seguente stima: qualora la partecipazione sia pari al 30% della platea interessata e ipotizzando che il 70% di tale quota aderisca all'opzione *sub* (a) e il 30% aderisca all'opzione *sub* (b), **la riduzione del fabbisogno A_{SOS} potrebbe essere pari a 146 milioni di euro per l'anno 2026 e di 292 milioni di euro per l'anno 2027.**

Il **comma 4** disciplina invece una procedura (lettere da *a*) ad *e*)) per la **fuoriuscita** dei soggetti titolari di impianti fotovoltaici aventi potenza nominale incentivata superiore a 20 kW dal sistema di incentivazione del Conto energia, a decorrere dal 2028.

Si può optare per l'uscita anticipata **entro il 30 settembre 2026**, a fronte di un corrispettivo rivalutato, che si ottiene a condizione che gli impianti siano oggetto di interventi di rifacimento integrale. Come affermato nella relazione tecnica, tale misura ha il **duplice obiettivo** di abbattere gli oneri A_{SOS} derivanti dal Conto energia e, al contempo, rinnovare il parco impianti esistente.

L'operazione non riguarda tutto il parco fotovoltaico italiano, ma solo una porzione pari complessivamente a 10 GW.

Il comma 4 si può dividere in due parti.

In primo luogo, le lettere da *a*) a *d*) stabiliscono le modalità di accesso al meccanismo:

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

b) viene garantita la **priorità** agli **impianti che abbiano aderito al meccanismo volontario di riduzione della tariffa-premio** del Conto energia (di cui ai commi 1-3): ciascun impianto verrà riconosciuto un **corrispettivo** pari al 90% del valore attualizzato dei flussi di cassa residui degli incentivi del Conto energia, spettanti tra il 1° gennaio 2028 e la fine del periodo di incentivazione; per determinare il valore del corrispettivo si fa riferimento alla media della produzione storica dell'impianto degli ultimi cinque anni; al fine di "attualizzare" il valore dei flussi di cassa residui, il GSE determina un tasso che tenga conto del rischio specifico del settore fotovoltaico (ossia del costo del capitale di rischio che caratterizza gli investimenti in impianti fotovoltaici):

- in definitiva, viene prevista l'erogazione immediata di una somma, stimata, che i soggetti titolari avrebbero ricevuto in futuro, ridotta del 10%;

c) **per gli impianti che non hanno aderito ad uno degli schemi di cui al comma 1**, ove vi sia ancora la possibilità di optare per l'uscita anticipata (si ricorda il limite di 10 GW di potenza totale), si prevede che la selezione avvenga tramite una **procedura competitiva** gestita dal GSE, da svolgersi **entro il 30 giugno 2027**, in forma telematica, nel rispetto dei principi di trasparenza, pubblicità, tutela della concorrenza, e non discriminazione. La procedura si svolge come segue:

- 1) i soggetti interessati presentano **offerte a ribasso** rispetto ad una base d'asta;
- 2) il **valore base** – espresso in euro per MW – è determinato dal GSE per ciascun impianto con le medesime modalità indicate alla lett. *b)* per l'individuazione del corrispettivo per la fuoriuscita: è dunque pari al 90% del beneficio residuo attualizzato (secondo la relazione tecnica, si stima un tasso del 10%) spettante dal Conto energia nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2028 e il termine di cessazione del contratto di incentivazione;
- 3) il **GSE ordina le offerte ricevute in senso decrescente** rispetto al beneficio atteso per il sistema, fino a concorrenza del limite della potenza residua dei 10 GW complessivi;

d) la descritta procedura competitiva si applicherà anche nel caso in cui le richieste di uscita anticipata pervenute dagli impianti che hanno aderito al meccanismo volontario di riduzione (ai sensi della lett. *b)*) superino il limite dei 10 GW.

In definitiva, in base a questo meccanismo, si prevedono **due livelli di** accesso all'opzione di **uscita anticipata**, nel limite della potenza complessiva di 10 GW: **in via prioritaria** per gli impianti che hanno aderito volontariamente alla riduzione dell'incentivo prevista al comma 1; **in via secondaria**, ove vi sia ancora "spazio", per gli impianti che non hanno aderito a tale riduzione, tramite procedura competitiva. Se invece le richieste dei soggetti prioritari dovessero già coprire tutti i 10 GW, la potenza residua sarebbe pari a zero e la procedura della lettera *c)* non verrebbe nemmeno avviata. La procedura competitiva sarebbe adottata invece qualora le domande degli impianti "prioritari" eccedessero da sole il limite di

potenza di 10 GW, e fosse dunque necessario procedere ad una selezione fra di essi.

In secondo luogo, vengono definite le **modalità** e le **condizioni** per il pagamento dei **corrispettivi** nei confronti dei soggetti selezionati per uscire dal sistema di incentivazione. La lettera *e*) del comma 4 prevede che i corrispettivi siano erogati in rate costanti, nel corso di 10 anni a partire dal 2028. L'importo è **rivalutato** ad un tasso di interesse determinato dal GSE, che non dovrà essere superiore al 6%. Il tasso è determinato tenendo conto del costo medio del capitale che caratterizza gli investimenti in impianti fotovoltaici.

Come anticipato, l'erogazione del corrispettivo è subordinata al **rinnovo integrale degli impianti esistenti**, che deve altresì garantire un **incremento della loro capacità produttiva**. Si tratta dunque di effettuare il cd. *repowering* dei predetti impianti: con tale espressione si intende appunto quel processo che prevede l'aggiornamento o la modernizzazione di un impianto fotovoltaico esistente per migliorarne l'efficienza, aumentare la produzione di energia e prolungarne la vita operativa.

Sul punto, la lettera *e*) del comma 4 qui in esame prevede che:

gli impianti a fonti rinnovabili devono essere oggetto di interventi di **rifacimento integrale** tra il **1 ° gennaio 2028 ed il 31 dicembre 2030**: il rinnovo deve incrementare la producibilità dell'impianto almeno del doppio rispetto a quanto era previsto per il periodo di incentivazione residua;

per la realizzazione di tali interventi devono essere **utilizzati esclusivamente moduli fotovoltaici iscritti al Registro delle tecnologie per il fotovoltaico** (di cui all'[articolo 12](#) del decreto-legge n. 181/2023), che corrispondano ai requisiti di carattere territoriale e tecnico di cui al comma 1, lettere *b*) e *c*) del medesimo articolo 12;

L'[articolo 12](#) del decreto-legge n. 181/2023 prevede alle lett. *b*) e *c*) che i prodotti iscritti al [Registro delle tecnologie per il fotovoltaico](#) abbiano: moduli fotovoltaici con celle, gli uni e le altre prodotti negli Stati membri dell'Unione europea, con un'efficienza a livello di cella almeno pari al 23,5 % (lett. *b*)); moduli prodotti negli Stati membri dell'Unione europea composti da celle bifacciali ad eterogiunzione di silicio o tandem prodotte nell'Unione europea con un'efficienza di cella almeno pari al 24,0 % (lett. *c*)).

nel caso di **impianti con moduli collocati a terra in area agricola**, e nel caso di **impianti con moduli non collocati a terra**, gli interventi di rifacimento devono garantire un incremento della **producibilità del 30%** rispetto al valore previsto per il periodo di incentivazione residua. Tale percentuale è stata così rideterminata a seguito di un emendamento approvato nel corso dell'esame parlamentare (nell'originaria formulazione della disposizione l'incremento di producibilità atteso era pari al **40%**);

i predetti impianti (sia quelli che devono raddoppiare la producibilità, sia quelli che la devono incrementare del 30%), a valle della procedura di cui alla lettera *b*), possono **contrattualizzare la potenza corrispondente all'incremento di**

producibilità ottenuta con gli interventi di rinnovo nell'ambito dei meccanismi di supporto di cui agli articoli [6](#), [7](#) e [7-bis](#) del d.lgs. n. 199/2021;

L'articolo 6 disciplina i **meccanismi di asta competitiva a ribasso** come strumento principale per assegnare incentivi agli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di maggiori dimensioni. L'articolo 7 reca la disciplina dei sistemi di **incentivazione per gli impianti di piccola taglia**. L'articolo *7-bis* istituisce un **meccanismo di sostegno alternativo** a quelli previsti dagli articoli 6 e 7 per la produzione di energia elettrica da FER. L'articolo è stato inserito nel d.lgs. 199/2021 dal D.L. n. 181/2023 (convertito, con modificazioni, dalla L. n. 11/2024), precisamente dall'art. 4-*septies*, comma 1, per una disamina del quale si rimanda al [dossier](#) curato dal Servizio Studi.

per quanto riguarda la potenza residua, essa deve essere:

- o **contrattualizzata** mediante contratti a termine (anche nell'ambito dei *power purchase agreement* – PPA di cui all'[articolo 28](#) del d.lgs. n. 199/2021, su cui v. quanto si dirà *infra* a commento dell'articolo 4 del decreto-legge in esame);
- o **oppure incentivata** mediante i meccanismi di supporto di cui ai predetti articoli [6](#), [7](#) e [7-bis](#) del d.lgs. n. 199/2021, compatibilmente con la normativa europea in materia di aiuti di Stato.

Infine, si prevede che i corrispettivi di cui alla lettera *e*) del presente comma possono essere erogati nell'ambito dei contratti attuativi dei meccanismi di supporto di cui agli articoli [6](#), [7](#) e [7-bis](#) del d.lgs. n. 199/2021.

La relazione tecnica di accompagnamento all'A.C. 2809 stima che, con la fuoriuscita dal meccanismo dei Conti energia I-IV, **tra il 2028 e il 2031** si otterrebbe una riduzione del costo dei meccanismi, e di conseguenza un minor fabbisogno di approvvigionamento A_{SOS} , 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.

Inoltre, sempre secondo la relazione del Governo, **tra il 2032 e il 2037**, considerata la cessazione dei meccanismi originali e il costo decennale del corrispettivo riconosciuto a decorrere dal 2028, si stimerebbe un maggior fabbisogno di approvvigionamento A_{SOS} 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.

Dall'effetto combinato dei due meccanismi disciplinati dall'articolo 2 (quello di cui ai commi 1-3 e quello di cui al comma 4), conclude infine la relazione tecnica, potrebbero discendere i seguenti effetti in termini di variazione del fabbisogno A_{SOS} .

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

Il **comma 5** novella il [d.lgs. n. 190/2024](#), cd. Testo unico FER, inserendo tra gli interventi cui si applica il regime dell'**attività libera** (allegato A, sezione II del d.lgs.) anche il **rifacimento integrale di impianti solari fotovoltaici** esistenti, abilitati o autorizzati, **che insistano su aree industriali**, a condizione che, a seguito dell'intervento medesimo, l'impianto continui a ricadere interamente in area industriale, a prescindere dalla potenza risultante. Ciò al fine di facilitare i predetti interventi di rinnovo di cui al comma 4 del decreto-legge in commento.

Il **comma 6** demanda ad un **decreto** del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, da adottare entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del decreto-legge in commento, la definizione delle **modalità di attuazione del comma 4**. Nello specifico, il decreto attuativo stabilirà anche:

le modalità operative per l'espletamento della procedura competitiva di cui alla lett. c);

le modalità di contrattualizzazione degli impegni assunti dai soggetti richiedenti; i casi di revoca o decadenza dal beneficio di cui alla lettera e).

Il **comma 7** dispone che, entro 30 giorni dall'entrata in vigore del decreto in commento, l'ARERA, con delibera, **adegui le tempistiche con cui le imprese versano** alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) il **gettito delle componenti tariffarie** A_{SOS} e A_{RIM} della bolletta elettrica, a decorrere dalle fatturazioni effettuate nel mese di marzo 2026, **ai termini previsti per i venditori di energia elettrica**.

Attualmente, come rileva la relazione illustrativa, la regolazione prevede che i distributori di energia elettrica fatturino ai venditori le componenti di trasporto e gli oneri di sistema entro il 9° giorno lavorativo del mese successivo rispetto a quello di competenza, per quanto riguarda i clienti con rilevazione dei consumi oraria (che rappresentano la grande maggioranza dei consumi complessivi), ed entro il 4° giorno lavorativo successivo al 20° giorno del mese successivo rispetto a quello di competenza, per quanto riguarda i clienti con rilevazione dei consumi non oraria. Le scadenze di pagamento dei venditori verso i distributori sono fissate dalla regolazione dopo 30 giorni dal termine ultimo di fatturazione di cui al periodo precedente. Orientativamente i termini di pagamento cadono per i clienti con rilevazione dei consumi oraria (che, come detto, rappresentano la grande maggioranza dei consumi complessivi) a metà del mese successivo a quello di fatturazione. Inoltre, l'[Allegato A](#) della [delibera 618/2023/R/com](#) prevede, all'articolo 5, che i distributori di energia versino alla CSEA il gettito delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} , con cadenza mensile, entro il 15° giorno del secondo mese successivo a quello in cui è avvenuta la fatturazione delle medesime componenti.

Con la disposizione di cui al comma 7 qui in commento, prosegue la relazione del Governo, si prevede dunque un anticipo strutturale di un mese di tale versamento a partire dagli oneri di sistema fatturati a marzo. Sulla base di quanto disposto, nel mese di aprile 2026 la **CSEA riceverebbe un gettito doppio** rispetto a quello che

si avrebbe in assenza della nuova previsione, in quanto riceverebbe sia gli importi fatturati a febbraio che quelli fatturati a marzo. Più precisamente, la relazione tecnica ritiene che l'anticipo strutturale di un mese del versamento di tali oneri, a partire da quelli fatturati a marzo 2026, determinerebbe **un aumento per l'anno 2026 delle risorse a disposizione della CSEA per un ammontare che può essere stimato di circa 850 milioni di euro.**

Per maggiori approfondimenti sulla CSEA si rimanda all'apposito *box* contenuto nella scheda di lettura sull'articolo 1 all'interno del presente *dossier*.

Infine, il **comma 8** individua i destinatari finali del risparmio generato dalla manovra. Prevede che ARERA determini, con delibera, le modalità con cui riconoscere il beneficio economico derivante dai commi 1, 4 e 7, in modo da **ridurre la componente Asos per le seguenti categorie di utenze:**

utenze non domestiche, ad esclusione di quelle relative all'illuminazione pubblica, in bassa tensione per altri usi con potenza disponibile superiore a 16,5 kW;

utenze non domestiche in media, alta e altissima tensione.

Sono espressamente **esclusi:**

i prelievi che godono del regime tariffario speciale di cui all'[articolo 29](#) del decreto-legge n. 91/2014 (convertito, con modificazioni, dalla legge n. 116/2014); le utenze che sono iscritte nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica (cd. [energivore](#)) istituito presso la CSEA, ai sensi dell'[articolo 3, comma 10, lett. b\)](#) del decreto-legge n. 131/2023, convertito, con modificazioni, dalla legge n. 169/2023.

Articolo 3 *(Incremento dell'aliquota IRAP per le imprese operanti nel comparto energetico)*

L'articolo 3 dispone l'incremento di 2 punti percentuali (dal 3,9 per cento al 5,9 per cento) dell'aliquota IRAP applicabile ai **soggetti operanti nel comparto energetico** per i **periodi d'imposta 2026 e 2027**.

Per individuare l'ambito soggettivo di applicazione di tale aliquota IRAP maggiorata, si fa riferimento ai **soggetti che svolgono, in via prevalente, le attività economiche individuate dai codici ATECO elencati** nella tabella allegata al presente decreto-legge.

Le **risorse** derivanti dall'applicazione di tale incremento di aliquota IRAP vengono **destinate alla riduzione** di una componente **della bolletta elettrica** (quella relativa agli oneri generali di sistema per il sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione, cd. componente Asos) in favore di determinate categorie di utenze non domestiche.

In particolare, l'**articolo 3, comma 1**, dispone per i **soggetti operanti nel comparto energetico, limitatamente** al periodo d'imposta successivo a quello in corso al 31 dicembre 2025 ed al successivo (**periodi d'imposta 2026 e 2027**, per i soggetti con periodo d'imposta coincidente con l'anno solare), l'**incremento di 2 punti percentuali dell'aliquota IRAP**, di cui all'[articolo 16, commi 1 e 1-bis](#), del decreto legislativo n. 446 del 1997.

La norma precisa che i **soggetti** operanti nel comparto energetico sono quelli che **esercitano, in via prevalente, le attività economiche** individuate dai [codici ATECO](#) di cui alla tabella allegata al presente decreto-legge, ovvero:

1. con riferimento al gruppo "**B - ATTIVITÀ ESTRATTIVE**", si ricomprendono i seguenti codici ATECO e titoli:
 - 06 "Estrazione di petrolio greggio e gas naturale";
 - 09.1 "Attività di supporto all'estrazione di petrolio e gas naturale".
2. con riferimento al gruppo "**C - ATTIVITÀ MANIFATTURIERE**", si ricomprendono i seguenti codici ATECO e titoli:
 - 19.2 "Fabbricazione di prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio e prodotti da combustibili fossili".
3. con riferimento al gruppo "**D - FORNITURA DI ENERGIA ELETTRICA, GAS, VAPORE E ARIA CONDIZIONATA**", si ricomprendono i seguenti codici ATECO e titoli:

- 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”.
4. con riferimento al gruppo “**H - TRASPORTO E MAGAZZINAGGIO**”, si ricomprendono i seguenti codici ATECO e titoli:
- 49.50.1 “Trasporto mediante condotte di gas”.

In altre parole, per i **periodi d’imposta 2026 e 2027**, l’**aliquota base IRAP** applicabile ai soggetti che svolgono - in via prevalente - le attività di cui sopra è **del 5,9 per cento** (anziché quella ordinaria del 3,9 per cento).

Si parla di aliquota “base” IRAP, in quanto, ai sensi dell’articolo 16, comma 3, del decreto legislativo n. 446 del 1997, le regioni hanno la facoltà di variare (in aumento o in diminuzione) l’aliquota fino ad un massimo di 0,92 punti percentuali. La variazione può essere differenziata per settori di attività e per categorie di soggetti passivi.

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

In aggiunta, la medesima relazione chiarisce che, nel caso di contribuenti che esercitino più attività, l’aliquota maggiorata risulta applicabile qualora tra le attività contenute nell’allegato 1 ricada quella esercitata in via prevalente, laddove per “attività prevalente” s’intende l’attività dalla quale deriva, nel corso di ciascun periodo d’imposta, il maggiore ammontare di ricavi.

Il **comma 2** definisce il **criterio di determinazione** degli acconti IRAP dovuti per il **periodo d’imposta successivo a quello in corso al 31 dicembre 2025** (periodo d’imposta 2026, per i soggetti con periodo d’imposta coincidente con l’anno solare).

Più precisamente, la norma stabilisce che nella determinazione dell’acconto dell’imposta regionale sulle attività produttive (come precisato durante l’esame parlamentare) dovuto per il periodo d’imposta 2026, secondo il cd. “**metodo storico**”, si assume, quale **imposta del periodo precedente**, quella che si sarebbe determinata **applicando l’aliquota IRAP incrementata** ai sensi della disposizione del comma 1.

Il successivo **comma 3** definisce la destinazione delle risorse finanziarie rivenienti dall’applicazione delle disposizioni del comma 1. In particolare, le risorse così

ottenute, valutate in **469,6 milioni di euro** per il **2026**, **545,4 milioni di euro** per il **2027** e **74,5 milioni di euro** per il **2028** sono destinate alla riduzione della **componente A_{SOS} per le seguenti categorie di utenze**:

- utenze non domestiche, ad esclusione di quelle relative all'illuminazione pubblica, in bassa tensione per altri usi con potenza disponibile superiore a 16,5 kW;
- utenze non domestiche in media, alta e altissima tensione.

Sono espressamente **esclusi**:

- i prelievi che godono del regime tariffario speciale di cui all'[articolo 29](#) del decreto-legge n. 91/2014 (convertito, con modificazioni, dalla legge n. 116/2014);
- le utenze che sono iscritte nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica (cd. [energivore](#)) istituito presso la CSEA, ai sensi dell'[articolo 3](#) del decreto-legge n. 131/2023, convertito, con modificazioni, dalla legge n. 169/2023.

Per maggiori approfondimenti sulla componente A_{SOS} si rimanda alla scheda di lettura relativa all'articolo 2 all'interno del presente *dossier*.

Infine, il **comma 4** definisce gli **oneri** derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui al comma 1 riconducibili al **minor gettito IRES** conseguente alla **maggiore deduzione IRES da IRAP** sul costo del lavoro indeducibile e sugli interessi passivi netti, nonché le relative **modalità di copertura**.

In linea generale, l'articolo 99, comma 1, del TUIR, sancisce un principio generale secondo il quale le imposte sui redditi e quelle per le quali è prevista la rivalsa, anche facoltativa, non sono ammesse in deduzione; mentre le altre imposte sono deducibili nell'esercizio in cui avviene il pagamento. Analogo principio è sancito all'articolo 1, comma 2, del decreto legislativo n. 446 del 1997, laddove stabilisce che l'IRAP non è deducibile ai fini delle imposte sui redditi (cd. "principio di indeducibilità dell'IRAP"). Ciò nonostante, in deroga al citato principio di indeducibilità dell'IRAP, l'attuale sistema normativo riconosce due fattispecie di deducibilità (analitica e forfetaria) **ai fini IRES**, ovvero **è deducibile** dalla base imponibile IRES:

(i) la parte dell'**IRAP versata** con riguardo alla **quota imponibile delle spese per il personale dipendente e assimilato**, al netto delle deduzioni previste dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 446 del 1997, la cd. "**deduzione analitica dell'IRAP**" (articolo 2 del decreto-legge n. 201 del 2011);

(ii) **una quota pari al 10 per cento dell'IRAP versata** nel periodo d'imposta riferita all'**imposta pagata sugli interessi passivi netti**, la cd. "**deduzione forfetaria dell'IRAP**" (articolo 6 del decreto-legge n. 185 del 2008).

Per espressa previsione normativa (articolo 2, comma 1, del decreto-legge n. 201/2011 e articolo 6, comma 1, del decreto-legge n. 185/2008), entrambe le deduzioni IRAP rientrano nella fattispecie residuale, di cui al citato articolo 99, comma 1, del TUIR, delle "altre imposte" deducibili, ai fini IRES, nell'esercizio in cui avviene il pagamento.

Nello specifico, gli **oneri** derivanti dalla disposizione di cui al comma 1, che – in base ai chiarimenti resi nella relazione tecnica – sono stati stimati con un modello di micro-simulazione IRAP basato sui dati rivenienti dalle dichiarazioni IRAP 2025 (periodo d'imposta 2024), sono valutati nelle seguenti misure:

- **7,1 milioni di euro per l'anno 2027;**
- **8,4 milioni di euro per l'anno 2028;**
- **1,3 milioni di euro per l'anno 2029.**

Quanto alla copertura, per gli **oneri** stimati per gli **anni 2027 e 2028** (7,1 milioni di euro e 8,4 milioni di euro), la norma dispone che **si provvede mediante corrispondente utilizzo di quota parte delle maggiori entrate e delle minori spese** derivante dal comma 1.

Si valuti l'opportunità, ai fini della migliore formulazione della norma, di precisare che le maggiori entrate sono considerate ai fini del fabbisogno e dell'indebitamento netto e le minori spese ai fini del saldo netto da finanziare.

Per la copertura degli **oneri** stimati per l'**anno 2029** (1,3 milioni di euro), invece, la norma stabilisce che **si provvede mediante corrispondente riduzione del Fondo per gli interventi strutturali di politica economica**, di cui all'articolo 10, comma 5, del decreto-legge n. 282/2004.

[L'articolo](#) 10 del decreto-legge n. 282/2004 (rubricato “proroga dei termini in materia di definizione di illeciti edilizi”), al comma 5, stabilisce che: al fine di agevolare il perseguimento degli obiettivi di finanza pubblica, anche mediante interventi volti alla riduzione della pressione fiscale, nello stato di previsione del Ministero dell'economia e delle finanze è istituito un apposito “Fondo per interventi strutturali di politica economica”, alla cui costituzione concorrono le maggiori entrate, valutate in 2.215,5 milioni di euro per l'anno 2005, derivanti dal comma 1.

• **Determinazione della base imponibile IRAP delle società di capitali**

In generale, l'IRAP si applica sul valore della produzione netta derivante dall'attività esercitata nel territorio della regione ed è dovuta alla regione nel cui territorio tale valore risulta realizzato.

Il [decreto legislativo n. 446 del 1997](#) definisce, a seconda dell'attività d'impresa esercitata, diverse modalità di determinazione della base imponibile delle società di capitali, fermo restando il rispetto dei seguenti principi:

(a) **principio di derivazione** (o presa diretta) **dal bilancio**, in forza del quale la base imponibile IRAP (valore della produzione netta) è determinata considerando le voci del conto economico di bilancio espressamente richiamate dalla norma di riferimento;

(b) **principio di correlazione**, in forza del quale i componenti positivi e negativi classificati in voci del conto economico diverse da quelle ricomprese nella base contabile IRAP (voci cd. “fuori base”) concorrono alla formazione della base imponibile IRAP nella stessa misura dei componenti rilevanti della base imponibile di periodi d'imposta precedenti o successivi a cui sono correlati;

(c) **principio di inerenza**, in forza del quale concorrono alla formazione della base imponibile solo i ricavi e costi inerenti all'esercizio dell'attività d'impresa.

Le modalità di determinazione della base imponibile IRAP delle società di capitali sono le seguenti:

- (i) il **valore della produzione netta delle società industriali** è determinato come differenza tra il valore e i costi della produzione di cui alle lettere da A) e B) dell'articolo 2425 del codice civile, con esclusione delle voci di cui ai numeri 9) costo del personale, 10) lett. c) e d) svalutazione delle immobilizzazioni e svalutazione crediti attivo circolante, 12) accantonamenti per rischi e 13) altri accantonamenti del conto economico (**articolo 5** decreto legislativo n. 446 del 1997);
- (ii) il valore della produzione netta delle banche e degli intermediari finanziari è determinato come somma algebrica delle seguenti voci: (a) margine di intermediazione ridotto del 50 per cento dei dividendi (del 95 per cento dei dividendi intra-UE e SEE, se sono soddisfatte determinate condizioni), (b) 90 per cento ammortamenti dei beni materiali e immateriali ad uso strumentale, (c) 90 per cento delle altre spese amministrative e (c-bis) rettifiche e riprese di valore nette per deterioramento dei crediti verso la clientela iscritti in bilancio a tale titolo (articolo 6, comma 1 decreto legislativo n. 446 del 1997);
- (iii) il valore della produzione netta delle società di intermediazione mobiliare (SIM) è determinato come differenza tra la somma degli interessi attivi e proventi assimilati relativi alle operazioni di riporto e di pronti contro termine e le commissioni attive riferite ai servizi prestati dall'intermediario e la somma degli interessi passivi e oneri assimilati relativi alle operazioni di riporto e di pronti contro termine e le commissioni passive riferite ai servizi prestati dall'intermediario, ridotta del 90 per cento ammortamenti dei beni materiali e immateriali ad uso strumentale e del 90 per cento delle altre spese amministrative (articolo 6, comma 2 decreto legislativo n. 446 del 1997);
- (iv) il valore della produzione netta delle società di gestione dei fondi comuni di investimento (SGR) è determinato come differenza tra le commissioni attive e passive, ridotta del 90 per cento ammortamenti dei beni materiali e immateriali ad uso strumentale e del 90 per cento delle altre spese amministrative (articolo 6, comma 3 decreto legislativo n. 446 del 1997);
- (v) il valore della produzione netta delle società di investimento a capitale variabile (SICAV) è determinato come differenza tra le commissioni di sottoscrizione e le commissioni passive dovute a soggetti collocatori, ridotta del 90 per cento ammortamenti dei beni materiali e immateriali ad uso strumentale e del 90 per cento delle altre spese amministrative (articolo 6, comma 4);
- (vi) il valore della produzione netta delle società di partecipazione non finanziaria e assimilati è determinato aggiungendo al risultato derivante dall'applicazione dell'articolo 5 la differenza tra gli interessi attivi e proventi assimilati ed il 96 per cento degli interessi passivi e oneri assimilati (articolo 6, comma 9 decreto legislativo n. 446 del 1997);
- (vii) il valore della produzione netta delle imprese di assicurazione è determinato apportando alla somma dei risultati del conto tecnico dei rami danni (voce 29) e del conto tecnico dei rami vita (voce 80) del conto economico le seguenti variazioni: (a) 90 per cento ammortamenti beni strumentali, ovunque classificati, e 90 per cento altre spese amministrative (voci 24 e 70), (b) 50 per cento dividendi

(voce 33) e (*b-bis*) le perdite, le svalutazioni e le riprese di valore nette per deterioramento dei crediti, limitatamente a quelle riconducibili a crediti nei confronti di assicurati iscritti in bilancio a tale titolo (articolo 7 decreto legislativo n. 446 del 1997).

Gli articoli sopra richiamati prevedono espressamente delle voci di costo indeducibili e particolari modalità di deduzione di taluni costi (ad esempio, il costo sostenuto per l'acquisizione di marchi d'impresa e avviamento è deducibile in misura non superiore ad un diciottesimo del costo, indipendentemente dall'imputazione al conto economico). Il costo del personale assunto a tempo indeterminato è deducibile ai sensi dell'articolo 11 del medesimo decreto legislativo n. 446 del 1997.

Ai sensi dell'**articolo 16, comma 1**, del medesimo decreto legislativo n. 446 del 1997, l'imposta è determinata applicando al valore della produzione netta l'**aliquota del 3,90 per cento**, salvo le seguenti **eccezioni** di cui al **comma 1-bis**:

- per le società di capitali che esercitano attività di **imprese concessionarie** diverse da quelle di costruzione e gestione di autostrade e trafori, si applica l'aliquota del 4,2 per cento;
- per le **banche e società finanziarie** si applica l'aliquota del 4,65 per cento;
- per le **imprese di assicurazione** si applica l'aliquota del 5,9 per cento.

La **legge di bilancio 2026** (articolo 1, comma 74, della legge n. 199 del 2025), ha disposto per il periodo d'imposta successivo a quello in corso al 31 dicembre 2025 e per i 2 successivi (periodi d'imposta 2026, 2027 e 2028, per i soggetti con periodo d'imposta coincidente con l'anno solare) l'**incremento** di 2 punti percentuali dell'aliquota IRAP applicabile da **banche** e altri **intermediari finanziari** (dal 4,65 per cento al 6,65 per cento) e da **imprese di assicurazione** (dal 5,9 per cento al 7,9 per cento). Per espressa previsione normativa, sono esclusi da tale incremento di aliquota IRAP i seguenti intermediari: società di intermediazione mobiliare (SIM), imprese di paesi terzi diverse dalle banche e imprese di investimento UE iscritte all'albo di cui all'articolo 20 del TUB, società di gestione dei fondi comuni di investimento (SGR), le società di investimento a capitale variabile (SICAV) e società di partecipazione non finanziaria e assimilati.

Le **regioni hanno facoltà di variare le aliquote** (cd. "aliquote base") sopra indicate **fino ad un massimo di 0,92 punti percentuali**. La variazione può essere differenziata per settori di attività e per categorie di soggetti passivi.

A questo [link](#) si possono ricercare le aliquote applicabili ai vari soggetti d'imposta nelle regioni italiane e nelle province autonome, per anno d'imposta.

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

L'**articolo 3-bis**, aggiunto dalla Camera, proroga di un anno (dal 31 dicembre 2025 al 31 dicembre 2026) il regime regolatorio speciale applicabile a specifiche cooperative elettriche operanti nelle Province autonome di Trento e di Bolzano.

L'**articolo 3-bis**, aggiunto nel corso dell'esame parlamentare e composto da un **unico comma**, interviene sull'articolo 1, comma 258, della legge n. 213/2023 (legge di bilancio 2024). Tale norma disciplina l'assetto regolatorio delle **cooperative elettriche** operanti nelle Province autonome di Trento e di Bolzano che connettono alla propria rete anche clienti non soci. Nello specifico, la disposizione vigente estende a tali soggetti l'applicazione del regime previsto per le "**cooperative storiche concessionarie**" (ai sensi del Testo integrato per la regolamentazione delle cooperative elettriche - [TICOOP](#)) nelle more del rilascio delle nuove concessioni e, in ogni caso, non oltre il 31 dicembre 2025.

La disposizione in esame **proroga di un anno** tale termine. Conseguentemente, le cooperative trentine e altoatesine interessate potranno continuare a mantenere lo *status* e i benefici della qualifica di "cooperative storiche concessionarie" fino al **31 dicembre 2026**, fatto salvo il rilascio anticipato delle concessioni definitive.

• *Le cooperative elettriche storiche*

Origine e natura delle cooperative elettriche

Le cooperative elettriche sono una fattispecie di operatore elettrico che prefigura un'**associazione volontaria di consumatori finali**, finalizzata all'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da impianti nella disponibilità dell'associazione medesima. L'origine di tale fenomeno associativo, risalente al periodo compreso tra il XIX e il XX secolo, si riferisce alle **aree periferiche dell'arco alpino** e risponde alla finalità di utilizzare, per la produzione di energia elettrica, le risorse idriche localmente disponibili. Le cooperative elettriche svolgono, nei confronti dei propri soci, l'attività di **autoproduzione di energia elettrica**; l'energia prodotta dagli impianti di produzione è prioritariamente messa a disposizione dei soci, secondo condizioni commerciali definite nei rispettivi statuti.

Per garantire la disponibilità dell'energia elettrica autoprodotta ai clienti finali soci in zone a bassa densità di utenza (spesso esposte, per conformazione geologica, a rilevanti rischi di calamità naturale), le cooperative elettriche hanno realizzato nel tempo proprie reti elettriche, al fine di connettere tra di loro gli impianti di produzione e i siti di utilizzo della relativa energia elettrica prodotta, svolgendo, *de facto*, in mancanza di altre reti elettriche, il servizio di distribuzione di energia elettrica (nonché l'attività di vendita di energia elettrica) anche nei confronti di clienti finali non soci. Le reti elettriche gestite dalle cooperative elettriche, successivamente, sono state interconnesse alla rete elettrica nazionale garantendo l'alimentazione dei clienti finali connessi alle medesime reti elettriche, anche in assenza di autoproduzione tipicamente derivante dalle fonti rinnovabili non programmabili (per lo più idrica ad acqua fluente).

Alcune cooperative elettriche sono state esonerate dalla nazionalizzazione introdotta dalla [legge n. 1643/1962](#) e, successivamente, sono state riconosciute e regolamentate dal [d.lgs. n. 79/1999](#); le medesime cooperative elettriche presentano, generalmente, un numero rilevante di clienti finali domestici, sia con la qualifica di “soci” sia con la qualifica di “non soci”.

Inoltre, per le ragioni storiche sopra descritte, le reti elettriche realizzate e sviluppate dalle cooperative elettriche sono generalmente le uniche reti elettriche presenti nei rispettivi territori, alimentando in esclusiva intere porzioni dei territori che altrimenti risulterebbero isolate.

Disciplina nel d.lgs. n. 79/1999 e regime concessorio

In conseguenza di quanto sopra, il d.lgs. n. 79/1999 ha inteso salvaguardare le specificità delle società cooperative di produzione e distribuzione dell’energia elettrica di cui all’articolo 4, numero 8, della legge 1643/1962, prevedendo che esse:

- si qualifichino come **autoproduttori** in relazione all’energia elettrica che producono per uso proprio ovvero per uso dei clienti finali soci connessi alla propria rete (soci diretti);
- possano svolgere il **servizio di distribuzione** di energia elettrica per i clienti finali non soci connessi alla propria rete.

Inoltre, ai sensi dell’articolo 9, comma 1, del d.lgs. n. 79/1999, le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del medesimo decreto legislativo (1° aprile 1999), comprese, per la quota diversa dai propri clienti finali soci, le società cooperative di produzione e distribuzione di cui all’articolo 4, n. 8, della legge n. 1643/1962, continuano a svolgere il servizio di distribuzione di energia elettrica sulla base di concessioni rilasciate entro il 31 marzo 2001 dall’allora Ministro dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato (ora Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica) e aventi scadenza al 31 dicembre 2030.

La legge di bilancio 2025 ([legge n. 207/2024](#), articolo 1, commi 50-53) ha modificato la disciplina delle concessioni di distribuzione dell’energia elettrica prevedendo che le **concessioni** in essere possano essere **rimodulate** per un **periodo non superiore a venti anni** oltre la scadenza originaria del 2030. La rimodulazione è subordinata alla presentazione, da parte dei concessionari, di **piani straordinari di investimento pluriennale** finalizzati, tra l’altro, al miglioramento della resilienza e dell’affidabilità del servizio e alla maggiore capacità di integrazione della generazione distribuita. I termini e le modalità per la presentazione dei piani devono essere stabiliti con decreto del Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il MEF, su proposta dell’ARERA, previa intesa della Conferenza Unificata. Ad oggi tale decreto non risulta essere ancora stato adottato. Le eventuali maggiori entrate derivanti dagli oneri concessori sono destinate prioritariamente alla riduzione dei costi energetici delle utenze. Per l’impatto di tale riforma sull’assetto regolatorio delle cooperative elettriche e sullo stato dei relativi procedimenti ARERA si rinvia *infra*.

Disciplina speciale per le Province Autonome di Trento e di Bolzano

Ai sensi dell’articolo 1-*ter*, comma 2, del [D.P.R. 235/1977](#) (Norme di attuazione dello statuto speciale della regione Trentino-Alto Adige in materia di energia) come integrato e modificato dal [d.lgs. n. 463/1999](#), e in deroga a quanto previsto dall’art. 9 del d.lgs. n. 79/1999, nei territori delle Province autonome di Trento e di Bolzano le società operanti alla data di entrata in vigore del medesimo articolo 1-*ter* (25 dicembre 1999), ivi compresi

i consorzi e le società cooperative di produzione e di distribuzione di cui all'articolo 4, n. 8, L. 1643/1962, esercitano o continuano a esercitare l'attività di distribuzione di energia elettrica fino al rilascio delle concessioni di distribuzione da parte delle Province autonome competenti. Queste ultime, con riferimento all'attività di distribuzione di energia elettrica, svolgono le medesime funzioni attribuite nel resto del territorio nazionale al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Ai sensi degli articoli 1-ter e 2 del D.P.R. 235/1977, le Province autonome di Trento e Bolzano hanno predisposto, rispettivamente, il [Piano](#) della distribuzione di Trento e il [Piano](#) della distribuzione di Bolzano. Tali piani individuano la situazione della distribuzione di energia elettrica nelle rispettive Province alle date delle rispettive pubblicazioni, includendo anche l'elenco delle cooperative elettriche che svolgono, *de facto*, il servizio di distribuzione, pur non essendo in tutti i casi concessionarie. Alla data del 27 febbraio 2024 (data della [deliberazione ARERA 54/2024/R/eel](#)) non risultava completata l'attività di rilascio delle concessioni di distribuzione nei diversi territori delle Province Autonome di Trento e di Bolzano serviti dalle cooperative elettriche; pertanto, parte delle cooperative elettriche che hanno richiesto il rilascio della concessione erano ancora in attesa del rilascio, ovvero diniego, da parte della Provincia Autonoma competente. Nel corso del 2023, la Provincia Autonoma di Bolzano ha rilasciato concessioni di distribuzione ad alcune cooperative esistenti, come attestato dalla deliberazione ARERA 54/2024/R/eel che ha aggiornato i Registri delle cooperative per tener conto di tali nuovi rilasci. Il processo di rilascio delle concessioni non risulta tuttavia ancora completato per la totalità delle cooperative operanti nei territori delle due province autonome.

Con la legge di bilancio 2024 ([legge n. 213/2023](#), articolo 1, comma 258), il legislatore è intervenuto stabilendo che le **cooperative esistenti operanti nelle Province autonome di Trento e di Bolzano**, che connettono clienti non soci, sono **considerate**, ai fini del TICOOP, come **cooperative storiche concessionarie** di cui alla Parte II del medesimo testo integrato, fino alla data di rilascio di tutte le concessioni di distribuzione e comunque non oltre il 31 dicembre 2025. La disposizione ha recepito in via legislativa l'equiparazione che la regolazione ARERA prevedeva a livello transitorio, fissando un termine certo per la sua applicazione.

Si rammenta che la Parte II del TICOOP (articoli 3-12) reca la disciplina applicabile alla cooperativa storica concessionaria, prevedendo, per tale tipologia di cooperativa elettrica, disposizioni di carattere speciale. In particolare, **la cooperativa storica concessionaria può applicare ai punti di prelievo nella titolarità di clienti soci diretti corrispettivi diversi dalle tariffe fissate dall'ARERA**, a copertura dei costi relativi ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura (art. 4). Con riferimento agli **oneri generali di sistema**, la cooperativa storica concessionaria determina, per i punti di prelievo nella titolarità di clienti soci diretti, la quota di gettito da versare alla CSEA relativamente alle componenti tariffarie ASOS e ARIM in misura ridotta (art. 5).

Da ultimo, il [d.lgs. n. 22/2026](#) ha modificato l'articolo 1-ter, comma 3, del D.P.R. n. 235/1977, aggiungendo la possibilità per le Province autonome di prevedere, in alternativa alla procedura di affidamento mediante gara, che le concessioni per le attività di distribuzione dell'energia elettrica siano rimodulate all'esito della procedura di cui all'articolo 1, commi 50-53, della legge n. 207/2024. Il medesimo decreto prevede che alle funzioni di valutazione dei piani straordinari di investimento provvedano gli organi di ciascuna provincia autonoma in base al relativo ordinamento, sentita l'ARERA. La disposizione riguarda il regime delle cooperative elettriche operanti in Trentino-Alto

Adige nella misura in cui modifica il quadro concessorio di riferimento nell'area in cui la maggior parte di esse opera, consentendo una rimodulazione delle concessioni senza ricorso a procedure competitive. Per l'analisi degli sviluppi attuativi si rinvia ai successivi paragrafi.

Regolazione ARERA delle cooperative elettriche

L'ARERA, con la [deliberazione ARG/elt 113/10](#) e il relativo Allegato A e successivamente con la [deliberazione 46/2012/R/eel](#) e il relativo TICOOP, ha introdotto, tra l'altro, le seguenti definizioni:

- **“cooperativa storica”**: una cooperativa di produzione e distribuzione di energia elettrica di cui all'articolo 4, n. 8, della L. n. 1643/62, e già esistente alla data di entrata in vigore del D.lgs. n. 79/1999 (1° aprile 1999);
- **“cooperativa storica concessionaria”**: una cooperativa storica che ha ottenuto la concessione per la distribuzione di energia elettrica;
- **“cooperativa storica non concessionaria”**: una cooperativa storica che opera in un ambito territoriale per il quale un'impresa distributrice terza ha ottenuto la concessione per la distribuzione di energia elettrica;
- **“cooperativa esistente”**: una cooperativa, non necessariamente storica, esistente alla data del 5 agosto 2010 e che, alla medesima data, operava in una delle Province Autonome di Trento e di Bolzano e connetteva anche clienti finali non soci;
- **“cooperativa storica senza rete”**: una cooperativa storica non concessionaria che non ha nella propria disponibilità una rete per la distribuzione di energia elettrica ai clienti finali soci;
- **“nuova cooperativa”**: un soggetto giuridico, diverso dalla cooperativa storica, organizzato in forma cooperativa, la cui finalità è quella di produrre energia elettrica prevalentemente destinata alla fornitura dei propri clienti finali soci;

Successivamente all'approvazione della deliberazione ARG/elt 113/10, nel corso degli ultimi mesi del 2010 e dei primi mesi del 2011, la Direzione Tariffe dell'Autorità, a seguito di richieste di chiarimento presentate da società cooperative elettriche operanti nel Trentino-Alto Adige, ha ribadito che:

- per **cooperativa storica** si intende una società cooperativa di produzione e distribuzione di energia elettrica di cui all'articolo 4, n. 8, della legge 1643/1962 e già esistente alla data di entrata in vigore del D.lgs. n. 79/99 (1° aprile 1999), con la conseguenza che un'impresa elettrica di cui al medesimo articolo 4, n. 8, può essere considerata cooperativa storica, ai fini del TICOOP, solo se ha assunto la conformazione giuridica di cooperativa di produzione e distribuzione di energia elettrica prima dell'entrata in vigore del d.lgs. n. 79/1999;
- per **cooperativa esistente** si intende una società cooperativa elettrica esistente operante nelle Province Autonome di Trento e di Bolzano alla data del 5 agosto 2010 (data di entrata in vigore della deliberazione ARG/elt 113/10) e che a tale data connetteva anche clienti finali non soci.

Contratto di rete e agevolazioni

L'articolo 41, del [TIT](#) (Testo Integrato Trasporto) e l'articolo 40 del [TIME](#) (Testo Integrato Misura Elettrica) prevedono il riconoscimento di agevolazioni in relazione alla realizzazione di una forma di aggregazione tra imprese distributrici anche tramite lo strumento del contratto di rete di cui all'articolo 3, comma 4-ter, del D.L. n. 5/2009.

La forma di aggregazione tramite contratto di rete può coinvolgere anche cooperative storiche concessionarie dotate di rete propria ovvero cooperative esistenti dotate di rete propria.

Con la [lettera del 31 maggio 2023](#), l'ARERA ha chiarito che la potenziale adesione di cooperative storiche concessionarie dotate di rete propria ovvero di cooperative storiche esistenti dotate di rete propria allo strumento del contratto di rete deve comunque garantire che il regime speciale e i relativi benefici attualmente riconosciuti dal TICOOP continuino a trovare applicazione limitatamente al perimetro oggettivo della relativa gestione conferita in sub-concessione e dei relativi clienti finali soci. Inoltre, ha chiarito che i benefici attualmente previsti dal TICOOP sono circoscritti alla rete elettrica e ai clienti finali soci della singola cooperativa storica concessionaria dotata di rete propria ovvero della singola cooperativa storica esistente dotata di rete propria e non possono essere estesi ad altri utenti e/o ad altre reti elettriche gestite dal nuovo soggetto giuridico realizzato tramite il contratto di rete.

Registri delle cooperative e ricognizione

L'ARERA, in esito alla ricognizione delle cooperative elettriche dotate di rete propria, delle cooperative esistenti dotate di rete propria e dei consorzi storici dotati di rete propria, avviata con la [deliberazione 787/2016/R/eel](#), ha approvato:

- il registro delle cooperative storiche dotate di rete propria (allegato A alla [deliberazione 233/2020/R/eel](#));
- il registro dei consorzi storici dotati di rete propria (allegato B alla deliberazione 233/2020/R/eel);
- il registro delle cooperative esistenti non storiche (tabella 2 allegata alla [deliberazione 116/2022/R/eel](#)).

Con la deliberazione 54/2024/R/eel, l'ARERA ha dato attuazione all'articolo 1, comma 258, della legge n. 213/2023 (legge di bilancio 2024) e ha aggiornato il Registro delle Cooperative storiche dotate di rete propria e il Registro delle Cooperative esistenti non storiche dotate di rete propria, anche al fine di tener conto delle concessioni di distribuzione rilasciate ad alcune cooperative esistenti dalla Provincia Autonoma di Bolzano nel corso del 2023.

Procedimento di revisione della disciplina regolatoria e sviluppi successivi

Con la [deliberazione n. 317/2023/R/eel](#), l'ARERA ha avviato il procedimento di revisione della disciplina regolatoria delle cooperative storiche dotate di rete propria e dei consorzi storici dotati di rete propria. Il procedimento aveva ad oggetto la revisione complessiva del TICOOP, testo regolatorio approvato per il periodo 2012-2015 e rimasto *de facto* in vigore negli anni successivi, nelle more del completamento della ricognizione delle cooperative e della definizione dei Registri. Il termine previsto per la conclusione del procedimento era il 30 novembre 2023.

La revisione organica del TICOOP non è stata tuttavia adottata alla data prevista. Successivamente, una serie di interventi legislativi ha modificato il quadro concessorio e normativo di riferimento, con implicazioni rilevanti per il regime speciale delle cooperative elettriche. Di seguito si ricostruisce la sequenza di tali interventi.

L'intervento ad opera della legge di bilancio 2024: la legge di bilancio 2024, con la disposizione di cui all'articolo 1, comma 258, della legge n. 213/2023, già descritta *supra*, è intervenuta su una delle questioni che rientravano nel perimetro della deliberazione n. 317/2023. L'ARERA ha dato attuazione alla norma con la deliberazione n. 54/2024/R/eel.

La modifica dell'assetto concessorio ad opera della legge di bilancio 2025: la legge di bilancio 2025, con le disposizioni sulla rimodulazione delle concessioni di distribuzione già descritte *supra*, ha modificato il quadro concessorio sottostante alla regolazione delle cooperative elettriche; le concessioni di distribuzione rilasciate ai sensi dell'articolo 9 del d.lgs. n. 79/1999, la cui scadenza era fissata al 31 dicembre 2030, potranno potenzialmente essere estese fino al 2050.

L'ARERA, nell'ambito del procedimento avviato con la [deliberazione 237/2025/R/EEL](#), ha pubblicato il documento per la consultazione [238/2025/R/eel](#), nel quale ha formulato i propri orientamenti per la definizione delle modalità di inclusione nelle tariffe di rete degli oneri di rimodulazione delle concessioni, dedicando un capitolo specifico all'applicazione della nuova disciplina nel territorio delle Province Autonome di Trento e di Bolzano, tenuto conto della disciplina speciale di cui al D.P.R. n. 235/1977.

Con la [deliberazione n. 392/2025/R/eel](#) l'ARERA ha formulato la propria proposta al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica e al Ministro dell'economia e delle finanze per il decreto sui piani straordinari di investimento pluriennale ai fini della rimodulazione delle concessioni di distribuzione dell'energia elettrica. La proposta definisce, tra l'altro:

- il principio di straordinarietà del piano di investimento, da valutarsi in rapporto all'entità degli investimenti rispetto alla media degli ultimi cinque anni e in coerenza con gli altri strumenti di pianificazione definiti dall'Autorità (piani di sviluppo e business plan previsti dalla regolazione ROSS);
- l'individuazione di due finestre temporali per la presentazione dei piani: la prima entro novanta giorni successivi ai cinque mesi dall'approvazione del decreto, la seconda nel gennaio 2028, con un termine di valutazione e approvazione dei piani pari a cinque mesi dalla presentazione;
- la rilevanza, ai fini della valutazione del piano, di eventuali comportamenti di sotto-investimento negli anni antecedenti l'avvio del piano. In presenza di significativi sotto-investimenti nei due anni precedenti, gli obiettivi in termini di incremento degli investimenti negli anni di piano sono parametrati verso l'alto;

L'Autorità ha inoltre prospettato l'applicabilità delle proposte a tutte le imprese distributrici, segnalando sin d'ora al MASE la possibilità di tener conto delle specificità di taluni operatori del settore quali le imprese elettriche minori, le cooperative elettriche e, più in generale, le imprese di minore dimensione che potrebbero comportare deroghe alla disciplina dettata dalla legge n. 207/2024, e ha posto in consultazione la possibilità di approvare rimodulazioni delle concessioni riferite a perimetri di rete risultanti dall'aggregazione di più imprese distributrici.

L'estensione alle Province autonome: il d.lgs. n. 22/2026: il d.lgs. n. 22/2026, già descritto *supra*, ha esteso alle province autonome la possibilità di rimodulazione delle concessioni prevista dalla legge di bilancio 2025. La disposizione rileva, ai fini della revisione del TICOOP, nella misura in cui modifica il quadro concessorio nell'area in cui opera la maggior parte delle cooperative elettriche.

Stato attuale del procedimento e questioni aperte: gli interventi legislativi sopra descritti hanno modificato il contesto in cui si colloca la revisione del TICOOP. Il testo regolatorio, nella sua formulazione originaria, era stato concepito in un quadro concessorio con scadenza al 2030; la possibilità di una rimodulazione ventennale delle concessioni, unitamente all'equiparazione legislativa delle cooperative esistenti e all'estensione del meccanismo di rimodulazione alle Province Autonome, pone la

questione della compatibilità dell'attuale impianto regolatorio con il mutato contesto normativo.

Con la deliberazione n. 392/2025/R/eel, l'ARERA ha definito un quadro operativo che si applica a tutte le imprese distributrici, comprese quelle di dimensioni ridotte. In relazione alle cooperative elettriche, due aspetti della proposta risultano di specifico rilievo. Il primo riguarda il criterio di straordinarietà degli investimenti, rapportato alla media quinquennale degli investimenti effettuati: si pone la questione dell'applicabilità di tale criterio a operatori che gestiscono reti di dimensioni ridotte. Il secondo riguarda la possibilità di approvare rimodulazioni riferite a perimetri di rete aggregati: il meccanismo del contratto di rete di cui all'articolo 3, comma 4-ter, del D.L. n. 5/2009 potrebbe costituire lo strumento attraverso il quale cooperative di piccole dimensioni partecipano al processo di rimodulazione.

Ad oggi, la revisione organica del TICOOP avviata con la deliberazione 317/2023/R/eel non risulta conclusa. Con riguardo alle cooperative esistenti non storiche operanti nelle Province Autonome, si rileva che il termine del 31 dicembre 2025, fissato dall'articolo 1, comma 258, della legge n. 213/2023 per l'equiparazione al regime delle cooperative storiche concessionarie, è decorso. La rimodulazione delle concessioni prevista dalla legge n. 207/2024, come estesa alle Province Autonome dal d.lgs. n. 22/2026, non risulta ancora operativa: la deliberazione n. 392/2025/R/eel prevede che la prima finestra di presentazione dei piani straordinari si apra novanta giorni dopo i cinque mesi dall'approvazione del decreto ministeriale, con un ulteriore termine di cinque mesi per la valutazione. Alla data di redazione del presente testo, non risultano adottati provvedimenti legislativi o regolatori che disciplinino lo status delle cooperative esistenti non storiche per il periodo intercorrente tra il 31 dicembre 2025 e l'effettiva rimodulazione delle concessioni.

Articolo 4

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

L'**articolo 4**, come modificato nel corso dell'esame parlamentare, introduce un insieme di misure volte a favorire, soprattutto per le PMI, la stipula di contratti di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine (**PPA** e forme analoghe), agendo su: strumenti di incontro **domanda/offerta** e trasparenza (bacheca PPA) (**comma 1**); **mitigazione del rischio** contro il *default* di una delle parti contraenti (venditore o acquirente), col GSE come garante di ultima istanza (**comma 2**) e, in via residuale, con l'attivazione di garanzie SACE (**comma 3**); possibilità per le imprese di aggregarsi nel formulare domanda di energia (**commi 5-6, 10**); dati da trasferire al sistema informativo integrato ai fini del monitoraggio dei costi energetici delle imprese (**comma 6-bis**); attività di **formazione e divulgazione** nei confronti delle imprese sulla contrattazione di lungo termine della produzione di energia da fonti rinnovabili (**comma 7**); implementazione della normativa europea sulla **libertà di scelta del fornitore** (**comma 8**); incentivazione ai consorzi per le **aree di sviluppo industriale** a individuare superfici da destinare alla realizzazione di impianti FER da contrattualizzare successivamente a lungo termine, anche ai fini dell'autoconsumo di energia (**comma 9**); modifica al meccanismo del cd. disaccoppiamento del prezzo dell'energia elettrica dal prezzo gas (**comma 10**); e introduzione di una premialità per gli impianti che abbiano esaurito gli incentivi finora goduti (**commi 12-13**).

La previsione muove dalla constatazione della persistente difficoltà per le imprese (specie per le PMI) a stipulare contratti di lungo termine per energia rinnovabile (*Power Purchase Agreements* – PPA) a causa di asimmetrie informative, taglia minima (domanda frammentata), costi transattivi e soprattutto per il rischio di fallimento della controparte.

• **I Power Purchase Agreements (PPA)**

Nel cd. mercato del giorno prima (**MGP**), principale mercato all'ingrosso dell'energia elettrica (si v. un apposito approfondimento curato dal **RSE**), gli impianti vengono chiamati a produrre seguendo il criterio del *merit order*: prima quelli con costi marginali più bassi. Tuttavia, il prezzo pagato a tutti i produttori (e pagato dagli acquirenti) è unico ed è determinato dall'ultimo impianto necessario per coprire tutta la domanda di energia, cioè quello con costo marginale più elevato (il cosiddetto impianto marginale). La crisi energetica ha mostrato che, quando aumentano molto i prezzi del gas e degli altri combustibili fossili, può aumentare in modo significativo e duraturo anche il prezzo nel MGP, perché spesso sono proprio gli impianti a gas e a carbone – tra i più costosi – quelli

indispensabili per soddisfare la domanda e quindi quelli che finiscono per fissare il prezzo di mercato.

Per far fronte a tale situazione, l'Unione europea è intervenuta con una riforma del mercato elettrico (cfr. il tema *web* sulla [Electricity Market Design Reform](#) curato dal Servizio Studi della Camera), composta di tre provvedimenti, tra i quali spicca il [regolamento 2024/1747/UE](#). Tale regolamento, a sua volta, modifica il regolamento 2019/942/UE relativo all'Agenzia UE per la cooperazione tra regolatori nazionali per l'energia (ACER) e il regolamento 2019/943/UE vertente principalmente sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica.

La promozione dei contratti a lungo termine come i *Power Purchase Agreements* (PPA), insieme a quella dei contratti per differenze a due vie (su cui v. il *box* successivo) è tra gli oggetti specifici del regolamento 2024/1747/UE, che impone agli Stati membri il ricorso a questi strumenti. Si tratta di accordi bilaterali di compravendita di energia rinnovabile conclusi tra produttori e acquirenti di tale energia su base volontaria e basati sulle condizioni dei **prezzi di mercato senza interventi normativi** nella loro fissazione. Sono quindi contratti che garantiscono al cliente la **stabilità dei prezzi** a lungo termine e al produttore la certezza di cui ha bisogno per assumere la decisione di investimento.

Ai sensi della nuova normativa europea, gli Stati membri devono provvedere affinché i clienti che fanno ricorso a tali forme contrattuali possano contare su regimi di **garanzia statale** a prezzi di mercato, garanzie private (cfr. quanto disposto dal comma 3 dell'articolo in esame) o strumenti di aggregazione della domanda (cfr. quanto disposto dal comma 5 dell'articolo in esame), atti a ridurre i rischi finanziari associati all'inadempimento dell'acquirente rispetto ai suoi obblighi di pagamento a lungo termine sottoscritti. Fermo che, in circostanze normali, si dovrebbe evitare qualsiasi discriminazione tra consumatori, gli Stati membri possono decidere di orientare tali strumenti verso **categorie specifiche** di essi, in base a criteri oggettivi e non discriminatori. In tale contesto devono assicurare un coordinamento adeguato, anche mediante gli strumenti messi a disposizione a livello di Unione, ad esempio dalla Banca europea per gli investimenti (BEI). Sempre ai sensi della normativa europea, gli Stati membri devono astenersi da qualsiasi sostegno agli accordi di compravendita di elettricità generata da combustibili fossili. Gli accordi di compravendita di energia elettrica devono specificare la **zona di offerta** in cui avviene la consegna, la responsabilità di garantire i diritti di trasmissione interzonali in caso di modifica della zona di offerta e i termini e le condizioni ai quali i clienti e i produttori possono recedere dagli stessi, quali le commissioni di uscita e i tempi di preavviso, nel rispetto del diritto della concorrenza dell'Unione.

Il regolamento prevede che entro il 31 gennaio 2026 e poi ogni due anni, la Commissione europea valuta l'eventuale persistenza di ostacoli e la trasparenza dei mercati dei PPA di energia elettrica: a questo proposito, e muovendo dalla constatazione che il mercato europeo dei PPA è ancora al di sotto delle sue potenzialità, nel gennaio 2026 la Commissione ha lanciato una [consultazione pubblica](#) funzionale all'adozione di una raccomandazione agli Stati membri per la rimozione delle barriere all'adozione di questi strumenti.

L'ACER, a sua volta, è tenuta a pubblicare una valutazione annuale sul mercato dei PPA di energia elettrica dell'Unione e degli Stati membri nell'ambito della sua relazione annuale (l'ultima disponibile è quella per il [2025](#)).

L'obbligo per gli SM di agevolare il ricorso ai PPA (con la descrizione nei propri [PNIEC](#) delle misure tese ad implementarli) è contenuto anche nella direttiva sulla

promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili 2018/2001/UE (RED II). Il regolamento sul *market design* elettrico, da un lato, fa salva la disciplina sulle fonti rinnovabili, dall'altro, in una qualche misura, la integra, con la previsione che i regimi di sostegno alle FER elettriche devono consentire progetti che riservano una parte dell'energia elettrica alla vendita attraverso un PPA da fonti rinnovabili o altri accordi basati sul mercato, a condizione che la partecipazione a tali accordi non incida negativamente sulla concorrenza, in particolare quando le due parti dell'accordo sono controllate dalla stessa entità. Inoltre, il regolamento demanda alla Commissione di valutare se misure unionali, integrative di quelle già adottate a livello nazionale, possano contribuire al conseguimento di un ulteriore 2,5% di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'UE (rispetto all'obiettivo vincolante al 2030 del 42,5%). In tale contesto, la Commissione dovrebbe analizzare la possibilità di utilizzare il meccanismo unionale di finanziamento per l'energia rinnovabile per organizzare a livello UE.

L'ordinamento italiano è stato nel tempo adeguato alla normativa europea appena descritta. L'[articolo 28](#) del d.lgs. n. 199/2021 contiene la disciplina degli accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine, nell'ambito della quale è stata istituita la cd. [bacheca PPA](#) col fine di:

- a) promuovere l'incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula di contratti compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine;
- b) consentire l'assolvimento dell'obbligo di registrazione dei contratti di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine conclusi tra gli operatori;
- c) eseguire le procedure di assegnazione dell'energia elettrica di cui al [decreto ministeriale n. 341/2022](#).

In attuazione poi di quanto disposto dall'[articolo 8](#) del decreto-legge n. 208/2024 (che ha aggiunto i commi *2-bis* e *2-ter* all'articolo 28 del d.lgs. n. 199/2021), il 20 giugno 2025 è stato adottato il decreto interministeriale (cd. [decreto PPA](#)) che ha definito i nuovi strumenti nazionali sugli accordi di compravendita di energia rinnovabile a lungo termine, in particolare stabilendo le linee guida per il Gestore dei mercati energetici (GME) ai fini della **nuova piattaforma di mercato organizzato** (MPPA) e definendo il ruolo del Gestore dei servizi energetici (GSE) quale **garante** di ultima istanza, chiamato a intervenire in caso di inadempimento dell'acquirente o di inadempimento del venditore.

A tal fine, il **comma 1** interviene sulla [bacheca dei contratti di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine](#) (cd. [bacheca PPA](#)) realizzata dal Gestore dei mercati energetici (GME) ai sensi dell'[articolo 28, comma 1](#), del d.lgs. n. 199/2021, prevedendo ora che vi siano costituite apposite **sezioni**, dal lato della **domanda, dedicate alla stipula di contratti di durata non inferiore a tre anni**. È espressamente ammessa la contrattazione in forma aggregata (su cui si v. il successivo comma 5), in funzione dell'ubicazione, del profilo dei consumi o dell'appartenenza a settori merceologici. Dal lato dell'**offerta**, si dispone ora che la [bacheca](#) sia orientata a promuovere la contrattualizzazione di energia elettrica

rinnovabile “non già oggetto di contrattualizzazione nell’ambito dei meccanismi di supporto per la produzione” di tale energia: con questa espressione si mirerebbe a evitare sovrapposizioni tra PPA “di mercato” e strumenti pubblici (es. contratti per differenza a due vie, su cui v. *infra*, tariffe, incentivi/ritiri).

Come chiarito dalla relazione illustrativa di accompagnamento all’A.C. 2809, con questo intervento, la **bacheca PPA**, da strumento volto a facilitare l’incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula di tali contratti, diventa ora anche **sede di negoziazione e contrattualizzazione diretta** tra le parti dei suddetti contratti, con l’obiettivo principale di favorire la partecipazione delle piccole e medie imprese. Più nel dettaglio, la relazione del Governo integra il dettato normativo spiegando che **la bacheca PPA risulterà ora articolata in due sezioni:**

1) una sezione relativa alle **negoziazioni libere** (corrispondente all’attuale [Comparto Annunci](#)), nell’ambito della quale gli operatori potranno continuare a pubblicare annunci di acquisto e vendita di contratti PPA, liberamente definiti e configurati dai proponenti, e manifestare interesse per annunci pubblicati da altri operatori: l’eventuale conclusione dei contratti, a seguito dell’incontro tra domanda e offerta – prosegue la relazione governativa – avviene al di fuori della bacheca, senza che il GME assuma alcun ruolo di controparte delle negoziazioni, e i contratti eventualmente conclusi al di fuori della bacheca sono registrati sul [Comparto Registrazione](#) della bacheca stessa;

2) una sezione relativa a quelle che la relazione illustrativa definisce **negoziazioni qualificate**, nell’ambito della quale gli **operatori**, “sole se **prequalificati dal GSE**, sulla base dei requisiti previsti al decreto di cui al comma 4 della norma in commento, potranno presentare manifestazioni di interesse ad acquistare ovvero manifestazioni di interesse a vendere PPA”: in tal caso possono scattare i meccanismi di **garanzia** disciplinati dai successivi commi 2 e 3; anche in tale sezione della bacheca – prosegue la relazione illustrativa – la conclusione del contratto avviene, al di fuori di quest’ultima, bilateralmente tra il proponente l’annuncio e l’operatore che ha manifestato interesse, senza che il GME assuma il ruolo di controparte delle negoziazioni.

Il **comma 2** chiarisce che i contratti vengono stipulati al di fuori della bacheca (anche con supporto del GSE), ma sono soggetti a obbligo di registrazione sulla medesima. Le parti che soddisfano requisiti definiti in sede attuativa (ai sensi del successivo comma 4) possono inoltre richiedere al GSE l’assunzione del ruolo di **garante di ultima istanza** in relazione ai contratti di cui al comma 1, entro il limite delle risorse destinate a tale finalità dall’articolo 28 del d.lgs. n. 199/2021.

In proposito si ricorda che ai sensi dell’articolo 4 del cd. [decreto PPA](#) (citato nel *box* che precede), il compito di garante (*recte*, operatore) di ultima istanza è assegnato al **GSE**, che è chiamato a intervenire **in caso di inadempimento dell’acquirente e di inadempimento del venditore**. Nel primo caso assumerebbe la posizione del soggetto che acquista per la durata residua del contratto, riconoscendo alla controparte non inadempiente il prezzo di riserva di acquisto.

Nel secondo caso il ruolo sarebbe quello del venditore, ricevendo dagli acquirenti il prezzo di riserva di vendita, acquisendo la disponibilità dell'energia prodotta dall'impianto, e subentrando nel relativo contratto di dispacciamento. ARERA, con [delibera](#) del 23 settembre 2025, ha definito misura e modalità di applicazione del corrispettivo a carico dei contraenti per l'accesso alla garanzia del GSE.

Integrando il dettato normativo del comma 2, la relazione illustrativa precisa che per beneficiare della garanzia di ultima istanza del GSE, “entrambe le [parti] del contratto nella fase di partecipazione alle procedure **devono espressamente indicare la volontà di avvalersene, sottoscrivendo in via preliminare un contratto di adesione con il GSE**”.

Ancora, la relazione illustrativa aggiunge che **per escludere che il regime di garanzia configuri un aiuto di Stato**, “saranno soddisfatte tutte le seguenti condizioni:

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

Il **comma 3**, come sostituito da un emendamento approvato nel corso dell'esame alla Camera, demanda al GSE, nell'ambito delle regole operative (su cui v. il successivo comma 4), e nel rispetto del limite di spesa di **45 milioni** di euro per il triennio 2025-2027 (limite fissato dal [comma 2-ter](#) dell'articolo 28 d.lgs. n. 199/2021, come a sua volta riscritto dall'articolo 8 del decreto-legge n. 208/2024, menzionato nel *box* di approfondimento), l'individuazione di **strumenti di minimizzazione e trasferimento del rischio** dei contraenti (in relazione alle tipologie contrattuali ammesse). Ai sensi dell'articolo 7 del menzionato decreto PPA, la copertura dell'esposizione finanziaria del Gestore è garantita, fino ai citati 45 milioni di euro annui, utilizzando una quota dei proventi delle aste **ETS** (sulle quali v. *box* di approfondimento a commento dell'articolo 6 del decreto-legge in esame).

La relazione illustrativa **esemplifica** le menzionate forme di minimizzazione dei rischi che il GSE può implementare nell'individuazione di un prezzo di riserva (di vendita o di acquisto), più tutelanti rispetto al prezzo bilateralmente negoziato, e in forme di esposizione massima al rischio derivante da differenziali di prezzo

negativi tra l'energia acquistata e rivenduta dallo stesso GSE nell'esercizio del ruolo di garante di ultima istanza.

A questi fini, il comma 3 prevede che il GSE possa avvalersi anche del supporto di **SACE** s.p.a., la quale viene autorizzata a rilasciare garanzie **a condizioni di mercato** in favore del GSE – **per la parte eccedente** e solo dopo l'esaurimento delle risorse destinate alla garanzia di ultima istanza – per una **percentuale** massima di copertura non superiore al **settanta per cento**. Tali impegni sono assunti da SACE nella misura del **venti per cento** e dallo Stato per la parte restante, e non sono previsti vincoli di solidarietà. Per gli anni 2026-2027 il massimale degli impegni assumibili da SACE è fissato a **250 milioni di euro** annui, a valere sulle disponibilità del fondo di cui all'[articolo 1, comma 14](#), del decreto-legge n. 23/2020, il quale ha istituito un fondo nello stato di previsione del MEF, volto a coprire una serie di garanzie concesse nel corso del tempo e puntualmente elencate. La relazione illustrativa chiarisce che la previsione del possibile avvalimento di SACE ha l'obiettivo di massimizzare l'utilizzo delle risorse stanziare per la garanzia di ultima istanza, attraverso l'**effetto moltiplicatore** generato dal ricorso allo strumento delle garanzie fornite da SACE.

Si ricorda che la previsione di regimi di garanzia statali volti a ridurre i rischi finanziari associati all'inadempimento dell'acquirente rispetto ai suoi obblighi di pagamento a lungo termine sottoscritti è espressamente richiesta dal [regolamento 2024/1747/UE](#), descritto nel *box* di approfondimento che precede.

Si rappresenta che nella versione del comma 3 antecedente l'approvazione dell'emendamento nel corso dell'esame parlamentare prevedeva che SACE prestasse il proprio supporto nel quadro della disciplina delle cd. garanzie Archimede istituita dalla legge di bilancio per il 2024 ([commi 259-271](#) dell'articolo 1 della legge n. 213/2023, legge di bilancio per il 2024). Non era inoltre specificato – come invece fatto dall'emendamento approvato – che le garanzie prestate da SACE fossero a condizioni di mercato e che gli impegni da questa assunti avessero una percentuale massima di copertura non superiore il 70 per cento.

Il **comma 4**, anch'esso sostituito da un emendamento approvato nel corso dell'esame alla Camera, prevede l'adozione, entro novanta giorni dall'entrata in vigore della disposizione, di un **decreto** del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, su proposta del GSE, che approva le **regole operative di attuazione** di quanto previsto nei precedenti commi, con specifico riferimento ai requisiti per l'accesso alla garanzia, al rispetto del limite di spesa e agli schemi di contratto di adesione al servizio di garanzia di ultima istanza. È stato inoltre previsto che con apposita convenzione da stipularsi tra GSE e SACE saranno stabilite le procedure e le modalità operative per il rilascio delle garanzie delle coperture assicurative da parte della stessa SACE. A tali garanzie si applica quando previsto dall'[articolo 1, comma 880](#), della legge n. 199/2025 (legge di bilancio per il 2026).

Il citato comma 880 prevede che **ciascun gestore di garanzie pubbliche comunichi al MEF**: ogni dato o informazione indispensabile alla quantificazione dell'esposizione in essere, all'evoluzione del profilo di rischio, aggregato e distinto per singola posizione, sottostante alle operazioni assistite dalla garanzia dello Stato, alla stima della perdita attesa, ad una corretta quantificazione degli accantonamenti indispensabili alla relativa copertura, nonché alla valutazione degli impatti di finanza pubblica, per ciascuno degli schemi di garanzia pubblica istituiti. Tali informazioni devono essere comunicate con frequenza **almeno trimestrale**, ovvero secondo le modalità operative definite da un apposito decreto del MEF adottato sentiti i gestori dei singoli schemi di garanzia pubblica.

Il **comma 5** attribuisce ad [Acquirente Unico s.p.a.](#), secondo condizioni e modalità stabilite dall'ARERA ai sensi del successivo comma 6, il compito di svolgere servizi di **aggregazione della domanda** finalizzati a favorire la contrattazione di lungo termine da fonti rinnovabili, anche mediante **schemi** contrattuali standard **calibrati** sui profili di consumo e sulla distribuzione temporale dell'energia, ubicazione, e appartenenza settoriale.

Si ricorda che anche la previsione di strumenti di aggregazione della domanda atti a ridurre i rischi finanziari associati all'inadempimento dell'acquirente rispetto ai suoi obblighi di pagamento a lungo termine è richiesta dal citato regolamento 2024/1747/UE (v. *box* di approfondimento che precede).

Ai sensi del **comma 6**, ARERA è chiamata ad adottare specifiche **linee guida** per i gruppi di acquisto abilitati alla contrattazione collettiva e di lungo termine. Nel corso dell'esame parlamentare è stato precisato che tali linee guida devono essere adottate promuovendo il coinvolgimento delle piccole e medie imprese e delle organizzazioni rappresentative dei consumatori e delle famiglie in condizioni di vulnerabilità economica.

Conseguentemente, il **comma 10** abroga il comma 5 del più volte citato [articolo 28](#) del d.lgs. n. 199/2021, che prevedeva l'integrazione delle linee guida ARERA in materia di gruppi di acquisto al fine di promuovere l'approvvigionamento tramite contratti di lungo termine.

Il **comma 6-bis**, aggiunto nel corso dell'esame parlamentare, modifica l'[articolo 3, comma 6](#), primo periodo, del D.L. n. 19/2025 (convertito, con modificazioni, dalla legge n. 60/2025, per un approfondimento del quale si rimanda al [dossier](#) curato dal Servizio Studi di Camera e Senato), ai sensi del quale i dati relativi ai codici ATECO delle imprese sono trasferiti dal registro delle imprese al [Sistema informativo integrato](#) (SII), gestito da Acquirente Unico, con il fine di consentire il **monitoraggio** energetico dei **costi delle imprese** stesse da parte di ARERA. Il comma in esame **aggiunge alle informazioni da trasferire** al SII anche **i dati necessari all'individuazione delle micro, piccole e medie imprese**, così come definite dalla [raccomandazione della Commissione europea 2003/361/CE](#).

Il **comma 7** prevede iniziative di **formazione e divulgazione** da parte delle società del Gruppo GSE, anche mediante protocolli di intesa con associazioni territoriali o di categoria delle PMI, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Il **comma 8** demanda all'ARERA la definizione delle modalità attraverso cui le imprese possono approvvigionarsi mediante contratti di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine, in coerenza con l'articolo 4 della direttiva (UE) 2019/944, come modificato dalla [direttiva \(UE\) 2024/1711](#). In particolare, il nuovo articolo 4 della [direttiva \(UE\) 2019/944](#) riguarda la **libertà di scelta del fornitore**, disponendo che gli Stati membri assicurano che tutti i clienti siano liberi di acquistare energia elettrica dai fornitori di loro scelta. Gli Stati membri devono provvedere affinché tutti i clienti siano liberi di avere più di un contratto di fornitura di energia elettrica o più di un accordo di condivisione dell'energia allo stesso tempo e che, a tal fine, abbiano il diritto di avere più di un punto di misurazione e di fatturazione coperti dal punto di connessione unico per i loro locali. Ove tecnicamente fattibile, la direttiva prevede che i sistemi di misurazione intelligenti (introdotti in conformità dell'articolo 19 della medesima direttiva (UE) 2019/944) possono essere utilizzati per consentire ai clienti di avere più di un contratto di fornitura di energia elettrica o più di un accordo di condivisione dell'energia allo stesso tempo.

Il **comma 9** consente ai [consorzi per le aree di sviluppo industriale](#) (cd. consorzi ASI), al fine di favorire la decarbonizzazione del settore industriale, di individuare superfici da destinare alla realizzazione di impianti FER da contrattualizzare successivamente a lungo termine.

I consorzi ASI possono avvalersi del supporto del GSE per il censimento di coperture/aree pertinenti, la stima del potenziale di autoconsumo e l'analisi dell'aggregato dei consumi dei consorziati ai fini della partecipazione ai meccanismi dell'articolo 28 del d.lgs. 199/2021, ovvero per la realizzazione di impianti a FER da contrattualizzare.

I consorzi ASI sono enti pubblici disciplinati soprattutto da norme regionali per progettare, attrezzare e gestire agglomerati industriali (aree produttive attrezzate) e favorire l'insediamento e lo sviluppo delle imprese. Svolgono dunque funzioni di regola legate alla pianificazione dell'area industriale (piani di assetto o piani regolatori dell'agglomerato), a realizzazione e gestione di infrastrutture e servizi comuni nell'area (strade interne, reti, impianti e servizi consortili, talvolta anche servizi ambientali), alla gestione dei lotti (con regole per assegnazione, utilizzo e gestione dei terreni negli agglomerati).

A livello statale si ricorda che l'[articolo 36, commi 4-5](#), legge n. 317/1991 indica, tra le finalità di tali consorzi, quella di promuovere le condizioni per la creazione e lo sviluppo di attività produttive negli agglomerati attrezzati dai consorzi.

Il **comma 11** reca ulteriori modifiche all'[articolo 16-bis](#) del decreto-legge n. 17/2022 disciplinante il cd. *energy release*, dopo quelle recentemente apportate già dall'[articolo 3-ter](#) del decreto-legge n. 19/2025.

• **L'energy release e i contratti per differenza a due vie (CfD)**

Il cd. *energy release* (o *electricity release*) è un meccanismo pubblico-contrattuale con cui rendere disponibile energia rinnovabile a determinate categorie di consumatori a condizioni più stabili rispetto all'oscillazione del mercato *spot* (tipicamente il mercato del giorno prima, su cui v. il precedente *box* di approfondimento) in cambio di obblighi/controprestazioni.

L'*energy release* si colloca all'interno di una politica energetica più ampia di integrazione delle rinnovabili nel mercato, di trasferimento ai consumatori di una parte dei benefici della produzione rinnovabile, di gestione del rischio prezzo e, nella versione 2.0, di incentivo alla realizzazione di nuova capacità rinnovabile.

Un elemento chiave è il **ruolo del GSE** come soggetto pubblico-operativo che:

- **dispone** (direttamente o indirettamente) di energia rinnovabile derivante da impianti che godono di specifici regimi (tariffe onnicomprensive, ritiro dedicato, scambio sul posto, ecc.);
- la **colloca** sul mercato e, parallelamente, stipula **contratti per differenza a due vie** che regolano economicamente il differenziale tra prezzo contrattuale e prezzo di mercato.

PPA e CfD

In linea generale, un contratto per differenza a due vie (**Contracts for Difference**, CfD) è un contratto in cui due parti fissano un prezzo contrattuale "di esercizio" (*strike price*) e, per un certo periodo e su certi volumi, si scambiano la differenza tra quel prezzo e il prezzo di mercato di riferimento: se il prezzo di mercato è più alto dello *strike*, una parte paga l'altra; se è più basso, succede l'opposto. "Due vie" significa appunto che il conguaglio funziona in entrambe le direzioni, evitando che il contratto sia solo un sussidio unidirezionale: è piuttosto una copertura che stabilizza ricavi/costi e redistribuisce l'extra o il deficit rispetto al mercato.

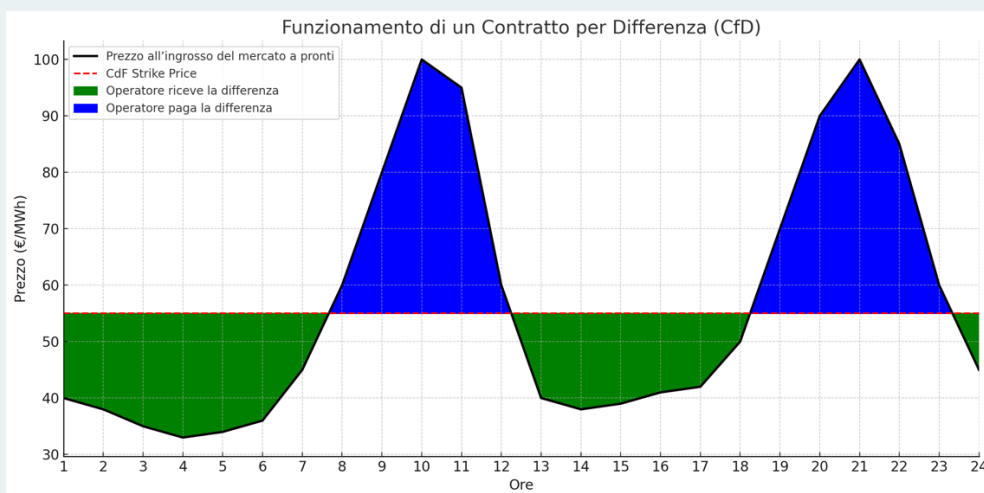
Con riferimento al mercato dell'energia, la logica dei CfD è la seguente: l'energia continua a essere venduta sul mercato, ma il contratto sterilizza (in tutto o in parte) l'effetto della volatilità, trasferendo differenziali tra prezzo contrattuale e prezzo *spot*.

Come i *Power Purchase Agreements* (PPA) visti nel *box* precedente, anche i contratti per differenze a due vie sono strumenti la cui adozione è richiesta dal regolamento 2024/1747/UE, adottato nell'ambito della riforma del mercato elettrico dell'Unione europea. L'idea di scollegare le bollette elettriche dei consumatori dal prezzo del gas è stata [uno dei principali motori](#) delle proposte politiche della riforma europea. Sebbene le misure proposte non modifichino il meccanismo di formazione dei prezzi nei mercati a breve termine, la riforma europea **cambia il modo in cui vengono remunerati i produttori infra-marginali**. In altre parole, anche se i produttori continueranno a operare sul mercato a breve termine, il prezzo volatile di tale mercato non sarà più il fattore determinante dei loro ricavi. **I ricavi saranno invece influenzati maggiormente dai contratti a lungo termine**, come i citati accordi di acquisto di energia a lungo termine

(PPA) e i contratti per differenza a due vie, a seconda che l'impianto sia stato finanziato privatamente o con fondi pubblici. I PPA contribuiranno a rendere i costi dell'elettricità per le imprese e gli operatori industriali più stabili e resistenti alle crisi. Allo stesso tempo, i proventi generati dai CfD quando i prezzi di mercato sono elevati dovranno essere utilizzati dagli Stati membri per ridurre direttamente le bollette elettriche di tutti i clienti (comprese aziende e industrie).

Più precisamente, secondo il regolamento (UE) 2019/943, come modificato dal regolamento 2024/1747, i contratti per differenza a due vie sono contratti tra il gestore di un impianto di produzione di energia elettrica e una controparte, in genere un **sogetto pubblico** (nel caso italiano, il GSE), che **offre sia la protezione della remunerazione minima sia un limite all'eccesso di remunerazione**.

Il contratto conferisce al gestore dell'impianto il diritto a un pagamento pari alla differenza tra un prezzo di esercizio fisso (*strike price*) e un prezzo di riferimento e il prezzo di mercato, per unità di produzione. I CfD a due vie sono assegnati tramite **aste competitive al ribasso**. Ai vincitori spetta una remunerazione predefinita, il menzionato *strike price* (linea rossa dell'immagine che segue). Nel caso in cui il prezzo di mercato sia inferiore allo *strike price* (area verde della precedente immagine), l'impianto riceverà un'integrazione pari alla differenza tra i due. Se superiore (area blu), l'impianto deve invece restituire la differenza.



Fonte: elaborazione del Servizio Studi su dati RSE. La riforma europea del *market design* elettrico, ottobre 2024

L'energy release

Lo strumento dell'*energy release* ha conosciuto sostanzialmente due stagioni:

- nel **modello emergenziale 2022-2025**, il GSE ha messo a disposizione energia rinnovabile già nella sua disponibilità e l'ha ceduta con contratti pluriennali;
- nel **modello 2.0**, l'anticipo è diventato più esplicitamente un meccanismo ponte: gli energivori ricevono per 36 mesi un'anticipazione a prezzo fisso, ma in cambio si impegnano a far costruire nuova capacità rinnovabile che poi renderà energia per un lungo periodo (20 anni), riequilibrando il sistema.

Entrando più nel dettaglio, nel contesto del **modello emergenziale 2022-2025**, l'*energy release* si è presentato come un meccanismo per l'integrazione stabile delle fonti

rinnovabili nel mercato elettrico e per il trasferimento dei benefici ai clienti finali, tramite contratti di lungo termine gestiti dal GSE. In particolare, nella sua **formulazione originaria, il comma 1 dell'articolo 16-bis del D.L. n. 17/2022** prevedeva che il GSE offrisse un servizio di ritiro/acquisto dell'energia rinnovabile tramite contratti di durata almeno triennale, per assicurare integrazione e remunerazione di medio termine degli investimenti e trasferire benefici ai consumatori.

In attuazione di questa versione dell'articolo 16-bis, il [decreto ministeriale n. 341 del 2022](#) ha definito modalità e condizioni del meccanismo, denominandolo *electricity release*. È stato previsto che il GSE cedesse l'energia nella propria disponibilità con contratti triennali a termine fino al 31 dicembre 2025, mediante una procedura svolta dal GME sulla propria piattaforma, per individuare aggiudicatari e volumi.

La platea ammessa era quella dei cd. clienti finali prioritari: industriali, PMI, localizzati in Sicilia e Sardegna partecipanti al servizio di interrompibilità e riduzione istantanea insulare, elettrivori di cui al D.M. 21 dicembre 2017; elettrivori localizzati nelle isole Sicilia e Sardegna).

Il D.M. n. 341/2022 ha previsto che il GSE stipulasse **contratti a due vie**, regolando la differenza tra uno *strike price* di allocazione dell'energia ceduta (indicato come 210 €/MWh, con possibili adeguamenti), e il prezzo medio mensile di vendita sul mercato dell'energia collocata dal GSE.

Il prezzo di riferimento (210 €/MWh) si è rivelato, con il calo dei prezzi di mercato, troppo alto e gli operatori hanno presto sollecitato un **recesso** o la riduzione dei volumi. Il 10 febbraio 2022, il GSE ha disposto la proroga al 28 febbraio 2023 del termine ultimo per la stipula del contratto da parte dei clienti finali assegnatari. Lo stesso 10 febbraio, il MASE ha ritenuto opportuno consentire che la facoltà di riduzione del quantitativo (contrattualizzato) potesse riguardare l'intera quantità di energia assegnata, portandola anche a zero, con effetto dal 1° gennaio 2023. Il 16 febbraio 2023 è stato pubblicato dal GSE l'Avviso che ha definito le modalità per la richiesta del recesso, ovvero riduzione, fino all'azzeramento, dei volumi di energia aggiudicati. Il D.L. n. 181/2023 ([articolo 1, comma 4-bis](#)) ha in sostanza riaperto i termini per l'esercizio della facoltà di recesso, consentendone l'esercizio entro l'8 aprile 2024, senza l'applicazione di penali e senza la regolazione delle differenze tra il prezzo di allocazione ed il prezzo medio, maturati durante il periodo di vigenza contrattuale..

Il legislatore ha dunque cambiato approccio: da misura di calmierazione sostanzialmente amministrata a prezzo fissato, l'*energy release* è giunto a integrare una misura volta a creare nuova capacità rinnovabile e rendere più strutturale il beneficio. Con il **modello "2.0"**, infatti, delineato dall'[articolo 1, commi 2-4](#), del citato D.L. n. 181/2023, si prevede che:

- nelle more dell'entrata in esercizio della nuova capacità, i clienti [energivori](#) possono chiedere al GSE una anticipazione per 36 mesi di una quota di energia rinnovabile e delle garanzie di origine (GO), a un prezzo di cessione;
 - tale energia sarà poi restituita in 20 anni dall'entrata in esercizio degli impianti;
 - la realizzazione della nuova capacità rinnovabile deve essere almeno pari al doppio dell'energia anticipata, e in particolare questa va realizzata mediante:
 - nuovi impianti fotovoltaici, eolici e idroelettrici di potenza minima pari 200 KW ciascuno;
 - impianti fotovoltaici, eolici e idroelettrici oggetto di potenziamento ovvero di rifacimento che consentano un incremento di potenza pari ad almeno 200 kW;

- anticipazione e restituzione avvengono tramite contratti per differenza a due vie, stipulati tra il GSE e i clienti energivori.

In attuazione del D.L. n. 181/2023 è stato adottato il [decreto ministeriale n. 268 del 2024](#), che disciplina l'implementazione del meccanismo e demanda la parte applicativa a regole operative, poi adottate dal MASE (su proposta del GSE) con [decreto direttoriale del 30 ottobre 2024](#).

Secondo quanto previsto nelle regole operative, entro sessanta giorni dalla data di apertura del bando GSE, i clienti energivori dovranno presentare una manifestazione di interesse a partecipare alla procedura di assegnazione dell'energia elettrica nella disponibilità dal GSE. Nell'ambito della manifestazione di interesse, il cliente energivoro, singolo o in forma aggregata, dovrà indicare il volume di energia elettrica richiesto in anticipazione che non potrà essere in nessun caso superiore, su base annua, ai consumi medi annui rilevanti ai fini dell'iscrizione nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica tenuto da CSEA.

È facoltà del cliente finale/aggregatore indicare un valore minimo di energia elettrica al di sotto del quale si rinuncia già in fase di presentazione della manifestazione di interesse all'assegnazione dell'energia elettrica senza escussione della cauzione (soglia minima di accettazione).

Il GSE assegna ai clienti finali energivori, in fase di anticipazione, il volume di energia elettrica nella propria disponibilità ripartito mensilmente secondo percentuali indicate dalle regole operative, in relazione alla quantità richiesta e le garanzie d'origine (GO) ad essa imputabili.

Nel caso in cui l'ammontare complessivo di energia elettrica richiesto ecceda la quantità nella propria disponibilità, il GSE provvederà a ripartire la quantità di energia elettrica in modo proporzionale ai volumi oggetto di richiesta.

Il cliente finale può presentare una sola manifestazione di interesse. È preclusa, pertanto, la possibilità che uno stesso cliente finale si possa presentare come cliente finale singolo e come cliente finale partecipante all'aggregato in più di una manifestazione di interesse.

La presentazione della manifestazione di interesse da parte del cliente finale energivoro o l'aggregatore è subordinata al versamento di una cauzione.

Completata la procedura di assegnazione, il GSE comunicherà la quantità di energia oggetto di anticipazione e il cliente finale/aggregatore deve sottoscrivere il contratto di anticipazione entro 30 giorni.

Firmando il **contratto di anticipazione** il cliente finale/aggregatore è tenuto a:

- sottoscrivere, o a far sottoscrivere dal soggetto terzo, uno o più contratti di restituzione relativamente al volume di energia assegnato e alle relative GO, entro 40 mesi successivi alla data di sottoscrizione del contratto di anticipazione;
- a sottoscrivere, o a far sottoscrivere al soggetto terzo, un contratto di restituzione per ciascun impianto nel caso in cui il cliente finale intenda procedere alla restituzione da una pluralità di impianti con cui si è realizzata la nuova capacità;
- nel caso in cui il cliente finale/aggregatore abbia fatto realizzare la nuova capacità a un soggetto terzo e, conseguentemente, abbia fatto sottoscrivere da quest'ultimo il/i contratto/contratti di restituzione, il cliente finale/aggregatore ha facoltà di sottoscrivere con il soggetto terzo un contratto di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine, di cui all'articolo 28 del d.lgs. n. 199/2021;
- costituire a favore del GSE, entro 60 giorni dalla sottoscrizione del contratto di anticipazione, una garanzia autonoma incondizionata ed escutibile a prima richiesta.

Quanto al periodo di anticipazione, per ogni mese di tale periodo, compreso tra il 1° gennaio 2025 e il 31 dicembre 2027, il GSE, in relazione alla quota mensile del volume assegnato:

a) riconosce il differenziale, qualora negativo, tra il prezzo di cessione e il prezzo medio mensile di vendita sul mercato organizzato dell'energia elettrica;

b) conguaglia o provvede a richiedere al cliente finale/aggregatore il differenziale, qualora positivo, tra il prezzo di cessione e il prezzo di vendita.

L'obbligo di corresponsione dei differenziali si protrae sino alla fine del periodo di anticipazione (36 mesi dalla decorrenza del contratto di anticipazione) indipendentemente dall'entrata in esercizio di nuova capacità.

Il **contratto di restituzione**, anch'esso appartenente al *genus* dei contratti per differenza a due vie, è sottoscritto dal GSE con i clienti finali energivori, anche in forma aggregata, o con soggetti terzi da loro delegati e prevede l'obbligo di restituzione di tutta l'energia elettrica anticipata dal GSE o di una quota parte di essa e del controvalore delle GO, per un periodo di durata pari a venti anni a decorrere dall'entrata in esercizio della nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili. L'energia elettrica prodotta dagli impianti/interventi realizzati ai fini della restituzione è resa disponibile dal cliente finale energivoro/aggregatore o dal soggetto terzo, per la quota parte immessa in rete, sul mercato elettrico gestito dal GME.

Il cliente finale/aggregatore dovrà comunicare l'entrata in esercizio del nuovo impianto/potenziamento/rifacimento oggetto del contratto di restituzione entro 30 giorni dalla predetta data di entrata in esercizio. Il contratto di restituzione avrà effetto a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto e al più tardi entro 40 mesi dalla decorrenza del contratto di anticipazione salvo cause di forza maggiore. Dunque, essendo contratto per differenza a due vie, il GSE, mensilmente, calcola la differenza il prezzo di cessione e il prezzo di riferimento individuato nel mercato MGP determinato nel periodo rilevante delle transazioni, nella zona di mercato in cui è localizzato l'impianto contrattualizzato e moltiplicata per il quantitativo di energia, come rilevata dalle apparecchiature di misura oggetto del contratto di restituzione. Qualora l'importo risulti:

- negativo, il GSE provvede a richiedere al cliente finale/aggregatore/soggetto terzo il pagamento del corrispettivo;
- positivo, il GSE eroga il corrispettivo a favore del cliente finale/aggregatore/soggetto terzo.

Il meccanismo dell'*energy release* nella versione 2.0 è stato ulteriormente modificato dall'[articolo 3-ter](#) del D.L. n. 19/2025, integrante – come da rubrica dell'articolo – una misura per il “disaccoppiamento della remunerazione di lungo termine della produzione esistente da fonti rinnovabili dal prezzo formantesi nel mercato elettrico a pronti nel rispetto del *market coupling* europeo”. Con tale espressione si chiarisce che l'intenzione del legislatore non è alterare il mercato *spot* (che resta integrato e accoppiato a livello europeo), ma aggiungere un livello contrattuale di lungo termine che riduca la dipendenza della remunerazione (e quindi dei prezzi finali) dal solo prezzo *spot*.

La modifica principale apportata all'articolo 16-*bis* del D.L. n. 17/2022 (per maggiori approfondimenti si rinvia al [dossier](#) del Servizio Studi sul D.L. n. 19/2025) consiste nel prevedere che il GSE stipuli **contratti per differenza a due vie** tramite **procedure concorsuali al ribasso dal lato dell'offerta**, demandando disciplina e regole operative a provvedimenti di MASE e GSE. I contratti sono volontari e sono incompatibili con altri schemi di supporto per tutta la durata. Prima delle procedure dal lato dell'offerta, si

svolgono procedure dal lato della domanda (imprese consumatrici e aggregatori), con offerte progressive in termini di prezzo per lotti di energia; i diritti lato domanda si perfezionano come diritti acquisiti dal GSE solo dopo la chiusura delle procedure lato offerta.

Il decreto del MASE deve stabilire criteri per garantire copertura completa del GSE tra diritti assegnati dal lato della domanda e diritti acquisiti dal lato dell'offerta, anche con sistemi di garanzia con concorso di assegnatari e operatori: si consolida dunque l'approccio secondo cui il modo "compatibile con il mercato" di trasferire benefici e stabilizzare prezzi passa attraverso i contratti a due vie, con il GSE come cerniera tra produzione e consumo e con procedure competitive come strumento di efficienza e legittimazione.

Il MASE ha adottato tale [decreto ministeriale il 29 luglio 2025](#), col quale si modifica il citato D.M. n. 268/2024, dichiaratamente tenendo conto delle condizioni emerse nel confronto con la Commissione europea. Il DM dà infatti atto che la Commissione, con comunicazione del 27 giugno 2025, ha richiesto modifiche affinché l'attuazione del meccanismo sia **compatibile con le regole su aiuti di Stato** e mercato elettrico integrato. In particolare:

- il GSE deve svolgere una procedura pubblica competitiva, trasparente e non discriminatoria per la realizzazione della nuova capacità necessaria alla restituzione: si v. in proposito il nuovo articolo 6-bis aggiunto al D.M. n. 268/2024;
- il contratto di restituzione deve includere una clausola con meccanismo di calcolo del vantaggio residuo alla scadenza dei 20 anni, per evitare sovraremunerazione tenendo conto del beneficio dell'anticipazione triennale.

Tra le modifiche, il D.M. sostituisce la definizione di "soggetti terzi" includendo anche chi risulta aggiudicatario della procedura competitiva *ex* articolo 6-bis del decreto-legge n. 17/2022.

Il D.M. del 29 luglio 2025 interviene anche su:

- la nozione di contratto di restituzione come contratto per differenza a due vie per 20 anni (con possibile estensione funzionale al recupero del vantaggio residuo);
- la definizione di procedura competitiva e di vantaggio residuo (criterio attualizzato tra flussi di anticipazione e flussi di restituzione).

Conseguentemente sono state aggiornate anche le regole operative, tramite il [decreto direttoriale del 19 novembre 2025](#). Le regole ribadiscono l'architettura:

- anticipazione per 36 mesi e restituzione in 20 anni, attraverso CfD a due vie.

Specificano inoltre che:

- il **periodo di anticipazione** è 1° gennaio 2025 - 31 dicembre 2027;
- il **prezzo** di cessione è posto pari a 65 €/MWh (con valore diverso nell'eventuale periodo di estensione);
- la quantità di energia rinnovabile resa disponibile dal GSE è pari a 24 TWh annui: tale energia deriva da impianti FER in tariffa onnicomprensiva, ritiro dedicato o scambio sul posto (nel senso previsto dal DL 181/2023).

Le regole chiariscono che i soggetti ammessi sono i clienti finali energivori (anche in forma aggregata, con un aggregatore come controparte contrattuale del GSE). Sul cronoprogramma, precisano anche termini stringenti: entrata in esercizio successiva a una certa data e comunque entro finestre massime, con limite ultimo al 31 dicembre 2030 (con dettagli diversi a seconda dei casi e dell'eventuale procedura competitiva).

Le regole operative prevedono che, se le richieste complessive eccedono l'energia nella disponibilità del GSE, il riparto avvenga in modo proporzionale ai volumi richiesti.

Le regole e l'aggiornamento contengono infine formule operative per il calcolo del **vantaggio residuo**, coerentemente con la richiesta della Commissione europea. Il calcolo dell'anticipazione usa la differenza (in valore assoluto) tra prezzo di cessione (65 €/MWh) e prezzi medi di vendita dell'energia (con riferimenti anche a prezzi EEX per parti del triennio), con attualizzazione a un tasso indicato. In caso di vantaggio residuo positivo a fine restituzione, le regole prevedono alternative (estensione obblighi, liquidazione immediata, cessione gratuita proprietà impianti), evidenziando che il vantaggio residuo è uno snodo di chiusura del contratto. Tale clausola, nota anche come clausola **claw-back**, è pensata per evitare appunto la sovra remunerazione/sovra compensazione: sul tema, in data 30 settembre 2025, si è svolto un [question time](#) presso la X Commissione della Camera dei deputati.

Il comma 11 del decreto-legge della cui conversione si discute incide in particolare sulla disciplina dei **contratti per differenza a due vie**.

Nello specifico, la lettera *a*) del comma 11 modifica il comma 1 dell'articolo 16-*bis* del D.L. n. 17/2022, prevedendo che:

- nella stipula di tali contratti il **prezzo contrattuale di esercizio** (*strike price*) dal lato dell'offerta deve essere definito in modo da **coprire** non più i soli costi residuali per l'esercizio degli impianti, ma **i costi per l'esercizio e quelli per il mantenimento** di tali impianti: ci si avvicina così a quanto previsto dal nuovo articolo 19-*quinqüies*, comma 2, lett. *c*) del regolamento (UE) 2019/943 (introdotto dal regolamento (UE) 2024/1747), che – come segnalato nel [dossier](#) di questo Servizio Studi relativo decreto-legge n. 19/2025 – ha previsto che il livello della protezione della remunerazione minima e del limite massimo all'eccesso di remunerazione siano allineati al costo del nuovo investimento e ai ricavi di mercato, e non solamente alla copertura esclusiva dei costi residuali per l'esercizio degli impianti;
- la **durata** di tali contratti non è più circoscritta a cinque anni, ma ha una più generale “durata **pluriennale**”: secondo la relazione illustrativa in questo modo si garantisce maggiore flessibilità nello stipulare contratti di durata pluriennale, venendo incontro alle differenti esigenze di durata contrattuale sia lato domanda, sia lato offerta;
- sono riferiti non più all'**energia** elettrica da fonte rinnovabile “prodotta”, ma a quella “**immessa** in rete” da impianti stabiliti nel territorio nazionale: il meccanismo dell'*energy release* è così reso più aderente alla logica di regolazione di volumi effettivamente immessi.

Con la lettera *b*), che incide sul comma 2 dell'articolo 16-*bis* del D.L. n. 17/2022, vengono precisate regole di coordinamento fra procedure dal lato dell'offerta e dal lato della domanda (descritte nel *box* che precede) e la destinazione dei proventi netti. In particolare si prevede che:

- le **procedure** dal lato della domanda devono essere **svolte** in modo **coordinato** con quelle dal lato dell'offerta: nella versione precedente a tale novella, si prevedeva che le procedure concorsuali dal lato della domanda fossero espletate *prima* di quelle dal lato dell'offerta;
- le regole tecniche che disciplinano le procedure dal lato della domanda (demandate al GSE) non devono più prevedere "profili predefiniti";
- le quantità di energia assegnate dal lato della domanda devono essere equivalenti a quelle assegnate dal lato dell'offerta e gli *strike prices* (i prezzi contrattuali di esercizio) determinati dal lato della domanda non possono essere inferiori allo *strike price* più alto determinato lato offerta;
 - secondo la relazione tecnica e la relazione illustrativa di accompagnamento all'A.C. 2809, soprattutto con queste ultime modifiche apportate dalla lettera *b*), viene **annullato il rischio che i costi recuperati dal GSE dal lato della domanda non riescano a coprire i costi che il GSE deve sostenere dal lato dell'offerta**: si sterilizza quindi la possibilità che vi siano effetti negativi a carico degli oneri generali di sistema;
- gli **eventuali proventi netti delle procedure sono destinati alla riduzione degli oneri generali** di sistema (non più a finalità generiche), chiarendo il recapito dei saldi positivi: la formulazione originaria del quarto periodo del comma 2 dell'articolo 16-*bis* (oggetto di questa modifica) prevedeva invece che una quota pari al 50% dei diritti acquisiti dal GSE tramite le procedure concorsuali fosse attribuita alle imprese assegnatarie in ragione dell'ammontare dei diritti acquisiti dal GSE rispetto ai predetti diritti assegnati alle imprese.

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

Con riferimento agli effetti finanziari della misura, derivanti dalla regolazione dei differenziali di prezzo in esecuzione dei contratti stipulati dal GSE con i produttori selezionati con le procedure lato offerta e con le imprese selezionate con le procedure competitive lato domanda, la relazione tecnica prevede che, con le disposizioni introdotte, vi sia un **effetto positivo di restituzione di oneri sull'Asos, e conseguente riduzione delle bollette**: ciò considerato che, lato offerta, il prezzo di esercizio dei contratti stipulati dal GSE con i produttori è definito in modo da coprire esclusivamente i costi di esercizio e mantenimento degli impianti per la durata dei suddetti contratti e che i suddetti costi si collocheranno presumibilmente su valori inferiori a quelli di mercato; e che, lato domanda, anche con le modifiche introdotte con la lettera *b*), il prezzo di esercizio

dei contratti stipulati dal GSE con le imprese assegnatarie sarà superiore al prezzo di esercizio dei contratti stipulati dal GSE con i produttori.

Decreto-legge n. 17/2022	
Testo previgente	Modificazioni apportate dall'art. 4 del D.L. n. 21/2026
Art. 16 <i>(Integrazione stabile delle fonti rinnovabili nel mercato elettrico con trasferimento delle efficienze risultanti ai clienti finali)</i>	Art. 16 <i>(Integrazione stabile delle fonti rinnovabili nel mercato elettrico con trasferimento delle efficienze risultanti ai clienti finali)</i>
1. Al fine di garantire la piena integrazione e remunerazione di medio termine degli investimenti in fonti rinnovabili nel mercato elettrico nonché di trasferire ai consumatori partecipanti al mercato elettrico i benefici conseguenti alla predetta integrazione, il GSE, attraverso procedure concorsuali al ribasso dal lato dell'offerta, disciplinate con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica da emanare entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, attuate secondo regole operative predisposte dal GSE stesso, stipula contratti per differenza a due vie, che conferiscono il diritto a regolare le differenze tra il prezzo del mercato del giorno prima e un prezzo contrattuale di esercizio dal lato dell'offerta, che deve essere definito in modo da coprire esclusivamente i costi residuali per l'esercizio degli impianti nel corso dei contratti per differenze. Tali contratti, stipulati su base volontaria, hanno durata di cinque anni e sono riferiti all'energia elettrica da fonte rinnovabile prodotta da impianti stabiliti nel territorio nazionale. La sottoscrizione dei	1. Al fine di garantire la piena integrazione e remunerazione di medio termine degli investimenti in fonti rinnovabili nel mercato elettrico nonché di trasferire ai consumatori partecipanti al mercato elettrico i benefici conseguenti alla predetta integrazione, il GSE, attraverso procedure concorsuali al ribasso dal lato dell'offerta, disciplinate con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica da emanare entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, attuate secondo regole operative predisposte dal GSE stesso, stipula contratti per differenza a due vie, che conferiscono il diritto a regolare le differenze tra il prezzo del mercato del giorno prima e un prezzo contrattuale di esercizio dal lato dell'offerta, che deve essere definito in modo da coprire esclusivamente i costi per l'esercizio e il mantenimento degli impianti nel corso dei contratti per differenze. Tali contratti, stipulati su base volontaria, hanno durata pluriennale e sono riferiti all'energia elettrica da fonte rinnovabile immessa in rete da impianti stabiliti nel territorio nazionale. La sottoscrizione

Decreto-legge n. 17/2022	
Testo previgente	Modificazioni apportate dall'art. 4 del D.L. n. 21/2026
<p>contratti non è compatibile con altri schemi di supporto per fonti rinnovabili esistenti o futuri per tutta la durata del contratto. I volumi attesi degli impianti rinnovabili sottesi ai contratti sono commisurati alla produzione storica dei medesimi impianti. Con il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica di cui al primo periodo sono stabilite le procedure relative al controllo degli adempimenti e per la verifica dei volumi prodotti nel corso della durata contrattuale.</p>	<p>dei contratti non è compatibile con altri schemi di supporto per fonti rinnovabili esistenti o futuri per tutta la durata del contratto. I volumi attesi degli impianti rinnovabili sottesi ai contratti sono commisurati alla produzione storica dei medesimi impianti. Con il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica di cui al primo periodo sono stabilite le procedure relative al controllo degli adempimenti e per la verifica dei volumi prodotti nel corso della durata contrattuale.</p>
<p>2. Prima dello svolgimento delle procedure concorsuali di cui al comma 1, sono effettuate procedure concorsuali dal lato della domanda cui partecipano le imprese, quali consumatori finali residenti nel territorio dello Stato, e le stabili organizzazioni nel territorio dello Stato di soggetti non residenti, indipendentemente dalla forma giuridica, dal settore economico di appartenenza, dalla dimensione e dal regime fiscale di determinazione del reddito dell'impresa, e aggregatori. Tali procedure sono definite con il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica di cui al comma 1, prevedendo offerte obbligatorie progressive in termini di prezzo per lotti di energia, e sono disciplinate da regole tecniche del GSE, prevedendo profili predefiniti e assegnando l'energia attraverso la stipulazione di contratti per differenze diretti a regolare le differenze tra il prezzo del mercato del giorno prima e un altro riferimento di prezzo (prezzo</p>	<p>2. In modo coordinato con lo svolgimento delle procedure concorsuali di cui al comma 1, sono effettuate procedure concorsuali dal lato della domanda cui partecipano le imprese, quali consumatori finali residenti nel territorio dello Stato, e le stabili organizzazioni nel territorio dello Stato di soggetti non residenti, indipendentemente dalla forma giuridica, dal settore economico di appartenenza, dalla dimensione e dal regime fiscale di determinazione del reddito dell'impresa, e aggregatori. Tali procedure sono definite con il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica di cui al comma 1, prevedendo offerte obbligatorie progressive in termini di prezzo per lotti di energia, e sono disciplinate da regole tecniche del GSE, assegnando l'energia attraverso la stipulazione 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</p>

Decreto-legge n. 17/2022	
Testo previgente	Modificazioni apportate dall'art. 4 del D.L. n. 21/2026
<p>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 di cui al comma 1. Lo stesso decreto regola i criteri per garantire la completa copertura del GSE tra diritti assegnati dal lato della domanda e diritti acquisiti dal lato dell'offerta. Una quota pari al 50 per cento dei diritti acquisiti dal GSE tramite le procedure concorsuali di cui al comma 1 è attribuita alle imprese assegnatarie, anche in forma aggregata, in ragione dell'ammontare dei diritti acquisiti dal GSE rispetto ai predetti diritti assegnati alle imprese. I volumi oggetto delle richieste sono commisurati ai consumi storici delle singole imprese assegnatarie. Con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, da emanare entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, sono disciplinati sistemi di garanzia a cui attinge il GSE, prevedendo il concorso delle imprese assegnatarie e degli operatori dell'offerta alla costituzione e al finanziamento integrale del sistema di garanzia.</p>	<p>dal lato della domanda), che si perfezionano come diritti acquisiti dal GSE solo alla conclusione delle procedure concorsuali dal lato dell'offerta di cui al comma 1. Le quantità di energia assegnate con le procedure concorsuali di cui al presente comma devono essere equivalenti a quelle assegnate mediante le procedure di cui al comma 1, e i prezzi contrattuali di esercizio definiti in esito alle procedure concorsuali dal lato della domanda devono essere non inferiori al prezzo di esercizio più alto determinato in esito alle procedure di cui al comma 1. Lo stesso decreto regola i criteri per garantire la completa copertura del GSE tra diritti assegnati dal lato della domanda e diritti acquisiti dal lato dell'offerta. Gli eventuali proventi netti derivanti dalle procedure di cui al presente articolo sono destinati alla riduzione degli oneri generali di sistema. I volumi oggetto delle richieste sono commisurati ai consumi storici delle singole imprese assegnatarie. Con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, da emanare entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, sono disciplinati sistemi di garanzia a cui attinge il GSE, prevedendo il concorso delle imprese assegnatarie e degli operatori dell'offerta alla costituzione e al finanziamento integrale del sistema di garanzia.</p>

I **commi 12 e 13** dell'articolo 4 qui in commento descrivono un meccanismo di premialità per gli impianti di **potenza superiore ai 20 kW** che sono stati **beneficiari** di – e che hanno esaurito gli – **incentivi** previsti da una serie di decreti, ovvero:

- [decreto interministeriale del 18 dicembre 2008](#) recante la prima attuazione delle disposizioni in materia di incentivazione alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- [decreto interministeriale del 6 luglio 2012](#) recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici: ivi compresi quelli di cui all'articolo 19 del medesimo decreto, e ad esclusione di quelli che operano in regime di concessione,
- [decreto interministeriale del 23 giugno 2016](#);
- uno dei decreti istitutivi del cd. [Conto energia](#) (per un approfondimento sul quale si v. il *box* di approfondimento contenuto nella scheda di lettura dell'articolo 2 del presente dossier): vengono richiamati il [D.M. del 28 luglio 2005](#) (cd. I Conto energia); il [D.M. del 19 febbraio 2007](#) (II Conto energia), il [D.M. del 6 agosto 2010](#) (III Conto energia), il [D.M. del 5 maggio 2011](#) (IV Conto energia, pubblicato dopo l'adozione del d.lgs. n. 28/2011) e il [D.M. del 5 luglio 2012](#) (V Conto energia).

Stando al comma 12, la **premieria** è corrisposta su base **annua** e sull'energia oggetto del contratto, ed è pari al **15%** dell'eventuale **differenza positiva** tra:

- **media** annua ponderata dei **prezzi spot** (sulle quantità contrattualizzate) della zona in cui è localizzato l'impianto,
- e **prezzo** riconosciuto nell'ambito del **servizio di aggregazione**.

Il finanziamento di tale annualità è disposto a valere sugli oneri generali di sistema. Gli impianti, oltre ad aver beneficiato dei suddetti incentivi, devono esser stati selezionati da Acquirente Unico nell'ambito del servizio di aggregazione di cui al comma 5 dell'articolo in commento, con priorità sulla bacheca PPA.

La relazione tecnica del Governo di accompagnamento all'A.C. 2809 ha stimato, per la determinazione della platea interessata dal comma 12, **le quantità di energia oggetto di fuoriuscita dai meccanismi di incentivazione** individuati dal comma 13, tralasciando le quantità marginali di fuoriuscita previste nel 2026 e nel 2027:

- dal D.M. del 18 dicembre 2008 si prevede una fuoriuscita di impianti per una producibilità di 10 TWh/anno a decorrere dall'anno 2028;
- dal D.M. del 6 luglio 2012 si prevede una fuoriuscita di impianti per una producibilità di 4 TWh/anno dall'anno 2034;
- dal D.M. del 23 giugno 2016 si prevede una fuoriuscita di impianti per una producibilità di 2,6 TWh/anno dall'anno 2034;
- dai decreti relativi ai cinque Conti energia si prevede, anno per anno, una fuoriuscita graduale di impianti (0,05TWh per l'anno 2028, 0,3 TWh per

l'anno 2029, 2 TWh per l'anno 2030, 4 TWh per l'anno 2031, 14 TWh per l'anno 2032) per una producibilità di 18 TWh complessivi a decorrere dall'anno 2033.

Ipotizzando un tasso di adesione del 50% della platea interessata, una stima del prezzo medio di mercato pari a 100 euro, e un prezzo del PPA nell'ambito del servizio di aggregazione di 40 euro/MWh, la relazione tecnica stima i **seguenti costi sugli oneri generali di sistema**:

Tabella (mln di euro)

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

Sulla base di tali ipotesi, la relazione tecnica conclude che 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 citato servizio di aggregazione.

Articolo 5

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

L'**articolo 5**, modificato durante l'esame parlamentare, introduce un nuovo assetto dei meccanismi di sostegno agli impianti a bioliquidi sostenibili, biogas e biomasse.

Per quanto riguarda gli **impianti a bioliquidi**, il **comma 1** abroga il precedente meccanismo di **contrattualizzazione della capacità**, introdotto per assicurare la disponibilità delle centrali già in esercizio. In parallelo, viene **prorogata fino al 31 marzo 2026** l'applicazione dei **prezzi minimi garantiti (PMG)** per gli impianti alimentati da **bioliquidi sostenibili** in possesso dei requisiti di sostenibilità. Per il periodo **1° aprile 2026-31 dicembre 2030**, l'aggiornamento dei PMG è demandato all'**ARERA**, che dovrà definire un **numero massimo di ore equivalenti su base semestrale** differenziato tra impianti **asserviti a un processo produttivo** e gli altri e prevedere la possibilità per il **GSE** di ridurre le ore riconosciute qualora la spesa ecceda soglie annue prestabilite.

Per gli **impianti a biogas e biomasse**, il **comma 2** amplia la platea degli impianti alimentati a biogas e biomassa che possono beneficiare dei prezzi minimi garantiti per la produzione di energia elettrica definiti dall'**ARERA**.

Il medesimo comma altresì affida ad **ARERA** l'aggiornamento, per il periodo **1° aprile 2026-31 dicembre 2037**, dei **PMG** o delle **integrazioni dei ricavi**. Anche in questo caso il riconoscimento dei PMG è limitato a un **numero massimo di ore equivalenti su base semestrale**, distinguendo tra impianti **asserviti a un processo produttivo** e gli altri impianti, per i quali il monte ore è individuato da **Terna** in base alle esigenze del sistema elettrico. Il **GSE** effettua una stima semestrale dei costi e, qualora la spesa superi determinati tetti a carico degli **oneri di sistema**, può ridurre le ore riconosciute, intervenendo in via prioritaria sugli impianti **non asserviti**. Infine, per gli impianti a **biogas di potenza superiore a 300 kW**, la permanenza o l'accesso al meccanismo dei PMG è ammessa **solo fino al 31 dicembre 2030**, al fine di garantire la progressiva riconversione degli impianti a biometano.

La norma affronta il tema del **sostegno alla produzione di energia elettrica da impianti** rinnovabili programmabili già esistenti, in particolare quelli **alimentati da bioliquidi sostenibili**, da **biogas** e da **biomasse**, al fine di evitare che questi escano dal mercato o diminuiscano l'operatività. La capacità produttiva di tali impianti rappresenta, infatti, come confermato dalla relazione illustrativa di accompagnamento all'A.C. 2809, una risorsa funzionale a garantire in una fase transitoria il mantenimento delle traiettorie di decarbonizzazione delineate dal Piano nazionale integrato energia e clima ([PNIEC](#)) per il raggiungimento degli obiettivi al 2030.

L'obiettivo della norma, spiega la relazione del Governo di accompagnamento all'A.C. 2809, è ridurre l'**impatto** derivante dall'applicazione **dei prezzi minimi garantiti** (PMG) per gli impianti alimentati da biogas, biomassa e bioliquidi sostenibili **sulla componente A_{SOS}** della bolletta elettrica.

Come spiegato dal [GSE](#), i PMG rappresentano le integrazioni dei ricavi corrisposti a copertura dei costi di funzionamento al fine di assicurare la prosecuzione dell'esercizio e il funzionamento efficiente dell'impianto. Essi, inoltre, tengono conto dei valori di costo delle materie prime e della necessità di promuovere la progressiva efficienza dei costi degli impianti.

Nel corso del 2023, prosegue la relazione del Governo, sono stati previsti per tali impianti, caratterizzati da costi operativi elevati e per i quali i soli ricavi sul mercato dell'energia elettrica non sono sufficienti a garantirne l'esercizio in condizioni di efficienza, **meccanismi emergenziali** di integrazione ai ricavi.

L'aggiornamento dei meccanismi di integrazione dei ricavi previsti a legislazione vigente, secondo la relazione del Governo, ha un **duplice obiettivo**:

a) accompagnare tali impianti al *phase-out* con un'integrazione dei ricavi decrescente a decorrere dal 2026, che garantisca, in ogni caso, il contributo di tali impianti alla generazione elettrica e termica, e la possibilità per il mondo produttivo di adeguarsi alla sostituzione o l'integrazione tecnologica per sostenere la domanda di energia;

b) ridurre in modo efficiente l'impatto dei prezzi minimi garantiti sugli oneri generali di sistema, componente A_{SOS}.

Venendo all'analisi più dettagliata della norma, l'articolo 5, composto di 2 commi, modificato dalla Camera, apporta modifiche all'articolo 5 del decreto-legge n. 181/2023 (legge n. 11/2024), che si rivolge agli impianti alimentati da **bioliquidi sostenibili**, e all'articolo 24 del decreto legislativo n. 28/2011, concernente gli impianti alimentati da **biogas** e **biomasse**, di seguito illustrate.

In particolare, il **comma 1** apporta modifiche all'[articolo 5](#) del decreto-legge n. 181/2023.

a) In primo luogo, la novella in commento **abroga** il [comma 1](#) del menzionato articolo 5, volto a conseguire gli obiettivi di crescita della quota di consumi finali coperti da fonti rinnovabili indicati nel PNIEC. La disposizione ha istituito un **meccanismo** per la **contrattualizzazione** di capacità produttiva alimentata da impianti azionati da bioliquidi sostenibili che rispettano i requisiti e le condizioni di cui agli articoli [40](#) e [42](#) del decreto legislativo n. 199/2021 e i cui impianti risultavano già in esercizio alla data del 10 dicembre 2023.

Pare opportuno rammentare che nella relazione illustrativa che accompagnava il decreto-legge n. 181/2023 si riconduceva l'urgenza della misura all'esigenza di evitare la chiusura degli impianti che, a partire dal 31 dicembre 2022, non avrebbero più goduto della garanzia di copertura dei costi assicurata dal cosiddetto "programma di massimizzazione a carbone" (di cui all'articolo 5-*bis* del decreto-legge n. 14 del 2022).

Il parco delle centrali esistenti è in grado di garantire un sostegno importante al mantenimento delle traiettorie di decarbonizzazione in virtù di alcune specifiche tecniche. In particolare, trattandosi di centrali a fonti totalmente rinnovabili, programmabili, flessibili e ad elevata affidabilità di funzionamento, gli impianti alimentati da bioliquidi sono capaci di compensare l'eventuale deviazione dalla traiettoria di installazione di almeno 3 GW di nuovi impianti fotovoltaici, senza l'utilizzo di ulteriore suolo (trattandosi di infrastrutture esistenti). L'elevata programmabilità di tali impianti veniva ritenuta funzionale alla flessibilità e alla sicurezza del sistema elettrico nazionale mediante la previsione di un idoneo meccanismo per la contrattualizzazione di capacità produttiva alimentata da bioliquidi sostenibili, volto a tener conto della peculiarità della filiera e, in particolare, delle sue specificità di approvvigionamento, logistica e stoccaggio del combustibile.

Il meccanismo di cui al citato comma 1 dell'articolo 5 del decreto-legge n. 181/2023, abrogato con l'entrata in vigore del presente provvedimento, teneva conto, tra l'altro, delle specificità, anche in termini di numero minimo di ore di funzionamento degli impianti, della logistica, dell'approvvigionamento, dello stoccaggio e della gestione dell'energia primaria, delle esigenze di mantenimento efficiente degli impianti stessi, per quanto necessario ad assicurare il contributo dei medesimi alla flessibilità del sistema elettrico, nonché delle esigenze di continuità di produzione degli impianti connessi ai siti produttivi anche in assetto di autoproduzione.

Per quanto attiene al profilo procedurale, il comma 1 delegava ad un decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE), su proposta dell'ARERA, la definizione dei criteri, delle modalità e delle condizioni per l'attuazione, da parte di Terna, società concessionaria dei servizi di trasporto e dispacciamento dell'energia elettrica, del **meccanismo**, nonché dei relativi **schemi di contratto-tipo**.

In attuazione del comma 1, si rammenta che l'Autorità di regolazione per l'energia, le reti e l'ambiente (ARERA) ha adottato la [delibera](#) 5 agosto 2025 (n. 381/2025/R/eel) contenente la proposta al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica in merito alla contrattualizzazione a termine della capacità alimentata da bioliquidi sostenibili.

b) In secondo luogo viene novellato il [comma 2](#) del menzionato articolo 5 del D.L. n. 181/2023, prorogando al **31 marzo 2026** l'applicazione dei **prezzi minimi garantiti** (PMG) agli impianti alimentati da bioliquidi sostenibili che rispettano i requisiti e le condizioni di cui ai già citati articoli 40 e 42 del decreto legislativo n. 199/2021.

I prezzi minimi garantiti sono determinati da ARERA nel rispetto dei criteri previsti dall'[articolo 24, comma 8](#), del decreto legislativo n. 199/2021, segnatamente:

- vengono corrisposti a copertura dei costi di funzionamento al fine di assicurare la prosecuzione dell'esercizio e il funzionamento efficiente dell'impianto;

- differenziati in base alla potenza dell'impianto;
- aggiornati annualmente, tenendo conto dei valori di costo delle materie prime e della necessità di promuovere la progressiva efficienza dei costi degli impianti, anche al fine di evitare incrementi dei prezzi delle materie prime correlati alla presenza di incentivi all'utilizzo energetico delle stesse.

In attuazione di tale comma, ARERA ha adottato la [delibera](#) 23 luglio 2024 (n. 306/2024/R/eel), recante l'approvazione delle modalità di remunerazione degli impianti di produzione alimentati da bioliquidi sostenibili e l'avvio di una fase di consultazione postuma, e la [delibera](#) 3 dicembre 2024 (n. 518/2024/R/eel), che aggiorna le modalità di remunerazione a seguito della consultazione postuma.

c) In terzo luogo, viene aggiunto all'articolo 5 del D.L. n. 181/2023 un **comma 2-bis**, al fine di aggiornare il meccanismo dei **prezzi minimi garantiti** (PMG).

Il nuovo comma *2-bis* attribuisce all'ARERA il compito di **aggiornare**, entro il termine di novanta giorni dalla data di entrata in vigore del provvedimento in esame, i **prezzi minimi garantiti** agli impianti alimentati da bioliquidi.

I provvedimenti di ARERA dovranno riguardare il periodo che intercorre tra il **1° aprile 2026** e il **31 dicembre 2030** e rispettare una serie di principi e criteri, di seguito illustrati:

a) I prezzi minimi garantiti sono riconosciuti **per un numero massimo di ore equivalenti su base semestrale** (la versione originaria della previsione, antecedente l'emendamento approvato dalla Camera, parlava di "numero massimo di ore semestrali") diverse a seconda del tipo di impianto di produzione, che vengono definite in ragione domanda prevista nonché della necessità di garantire la continuità produttiva degli impianti collegati ai siti, anche quando producono energia in proprio.

Si distingue tra **impianti di produzione asserviti a un processo produttivo** e gli altri impianti di produzione.

Per i primi, il GSE **definisce il numero massimo di ore equivalenti su base semestrale** a partire dal numero di ore di funzionamento del medesimo processo produttivo, tenendo in considerazione il tendenziale di spesa e rispettando le condizioni previste per modificare al ribasso il numero in questione, di cui alla successiva lettera *c*).

Per i secondi, anche in tal caso il GSE definisce il numero massimo di ore equivalenti su base semestrale tenendo in considerazione il tendenziale di spesa e rispettando le condizioni previste per modificare al ribasso il numero in questione. La differenza rispetto agli impianti di produzione asserviti a un processo produttivo risiede nel fatto che, **per la determinazione del numero di ore, Terna individua il numero massimo di ore semestrali** al fine di assicurare l'apporto di questi impianti alla flessibilità del sistema e il rispetto dei relativi vincoli di permanenza in servizio considerando l'eventuale necessità di utilizzare combustibili di origine fossile nelle fasi di accensione e spegnimento, nonché il limite massimo di impiego stabilito dalla normativa vigente.

b) Per tali fini, viene fornita una definizione di **impianto asservito a un processo produttivo**, ovvero un impianto che serve direttamente un determinato stabilimento produttivo.

Tale impianto è definito come direttamente collegato allo stabilimento produttivo, per quanto riguarda la parte elettrica con un sistema di distribuzione chiuso o con un sistema semplice di produzione e consumo, per quanto riguarda la parte termica con una cessione di calore a un'utenza termica dello stabilimento.

È espressamente riconosciuta la facoltà che lo stabilimento sia gestito da un cliente finale diverso dal soggetto produttore di energia o calore.

Affinché si tratti di un impianto asservito a un processo produttivo, è necessario che la mancanza dell'impianto stesso **impedisca la produzione** dello stabilimento o, in alternativa, comporti un **aumento dei costi**.

c) Il Gestore dei servizi energetici (GSE) **stima il costo del meccanismo** prima di ogni semestre (entro la metà del mese precedente all'inizio del semestre). La prima previsione deve riguardare il secondo semestre del 2026 e deve essere compiuta entro la metà del mese di giugno 2026.

Nel caso in cui il GSE stimi una spesa per gli impianti a bioliquidi, nonostante l'aggiornamento di cui sopra, superiore a 700 milioni di euro per l'anno 2026, a 537 milioni di euro per l'anno 2027, a 331 milioni di euro per l'anno 2028, a 208 milioni di euro per l'anno 2029, e a 100 milioni di euro per l'anno 2030, può modificare al ribasso il numero delle ore equivalenti su base semestrale in base alle quali, lo si ricorda, vengono riconosciuti i prezzi minimi garantiti.

Tale modifica differisce a seconda del tipo di impianto coinvolto e nel rispetto delle seguenti condizioni:

- 1) la riduzione, per ciascun impianto di riduzione, si applica a partire dal semestre a cui si riferisce la stima del GSE;
- 2) la riduzione, che può arrivare anche all'azzeramento di ore, riguarda prima gli impianti di produzione che non sono asserviti a un processo produttivo; in via subordinata, essa si applica agli impianti asserviti ad un processo produttivo; infine, a partire dagli impianti non asserviti, la riduzione si applica agli impianti da bioliquidi sostenibili da filiera, come definiti dall'articolo 2, comma 1, lettera v), del [decreto](#) del Ministro dello sviluppo economico del 23 giugno 2016³;
- 3) nel caso in cui sia attivo il meccanismo di incentivazione, la riduzione si applica successivamente alla data di scadenza dello stesso.

³ Secondo l'articolo 2, comma 1, lettera v), del citato decreto, per bioliquidi sostenibili da filiera, biomassa da filiera e biogas da filiera si intendono i "bioliquidi sostenibili, la biomassa e il biogas, prodotti nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro ovvero da filiera corta, vale a dire prodotti entro un raggio di 70 km dall'impianto di produzione dell'energia elettrica; la lunghezza del predetto raggio è misurata come la distanza in linea d'aria che intercorre tra l'impianto di produzione dell'energia elettrica e i confini amministrativi del comune o dei comuni in cui ricade il luogo di produzione dei medesimi".

d) La spesa per gli impianti bioliquidi, a carico degli **oneri generali di sistema**, che deriva dall'aggiornamento del meccanismo relativo ai prezzi minimi garantiti di cui sopra è quantificata in:

- **700** milioni di euro per l'anno 2026, in cui rientrano anche i costi derivanti dalla proroga al **31 marzo 2026** dell'applicazione dei **prezzi minimi** garantiti agli impianti alimentati da bioliquidi sostenibili (che rappresenta una delle modifiche apportate all'articolo 5 dall'articolo in commento),
- **537** milioni di euro per l'anno 2027,
- **331** milioni di euro per l'anno 2028,
- **208** milioni di euro per l'anno 2029,
- **100** milioni di euro per l'anno 2030.

L'articolo 5 del decreto-legge in conversione, al **comma 2**, interviene poi sull'[articolo 24](#) del decreto legislativo n. 28/2011, concernente gli impianti alimentati da **biogas** e **biomasse**, modificando il comma 8 e introducendo un nuovo comma *8-bis*.

Si rammenta che l'articolo 24, comma 8, prevede la **definizione**, da parte dell'ARERA, di PMG, ovvero **integrazioni dei ricavi** conseguenti alla partecipazione al mercato elettrico, per la produzione di energia elettrica da **impianti**, in esercizio al 28 luglio 2023, **alimentati a biogas e biomassa** che beneficiano di **incentivi terminati il 28 luglio 2023** o che rinuncino agli incentivi in scadenza entro il **31 dicembre 2027**.

La novella in commento **estende di due anni**, dal 31 dicembre 2027 al **31 dicembre 2029**, il termine di scadenza degli incentivi a cui possono rinunciare gli impianti alimentati a biogas e biomassa precedentemente citati. Concretamente, ne deriva un ampliamento della platea di impianti che possono beneficiare dei prezzi minimi garantiti per la produzione di energia elettrica definiti dall'ARERA.

La *ratio* di tale disposizione si coglie nel garantire la continuità di produzione di energia da biogas funzionale all'esercizio delle attività di produzione primaria, nonché a garantire il sostegno alle filiere produttive agricole.

Il comma 8 indica i seguenti criteri per la definizione di prezzi minimi garantiti o delle integrazioni dei ricavi conseguenti alla partecipazione al mercato elettrico:

- i prezzi minimi garantiti, o le integrazioni dei ricavi, sono corrisposti a copertura dei costi di funzionamento, al fine di assicurare la prosecuzione dell'esercizio e un funzionamento efficiente dell'impianto;
- i prezzi minimi garantiti, ovvero le integrazioni dei ricavi, sono differenziati in base alla potenza dell'impianto;
- gli impianti rispettano i requisiti di sostenibilità cui all'articolo 42 del d.lgs. n. 199/202153;
- il valore dei prezzi minimi garantiti, ovvero delle integrazioni dei ricavi, è aggiornato annualmente, tenendo conto dei valori di costo delle materie prime e della necessità di promuovere la progressiva efficienza dei costi degli

impianti, anche al fine di evitare incrementi dei prezzi delle materie prime correlati alla presenza di incentivi sull'utilizzo energetico delle stesse.

A seguito di intervento normativo, apportato tramite l'[articolo 5](#), comma 3-*bis* del decreto legge n. 181/2023, si è precisato che il riferimento agli impianti alimentati a biomassa di cui al citato comma 8 comprende anche gli impianti alimentati a biomasse solide classificati dal GSE come tipologia ibrido termoelettrico. Per tale tipologia di impianti, il regime incentivante si applica alla sola quota di energia elettrica ottenuta dalla combustione delle biomasse.

Si ricorda che, in attuazione delle suddette norme, ARERA ha adottato la [delibera](#) 9 aprile 2024 (n. 132/2024/R/eel).

Il nuovo comma 8-*bis* attribuisce ad ARERA il compito di aggiornare, entro il termine di novanta giorni dalla data di entrata in vigore del provvedimento in esame, i **prezzi minimi garantiti**, ovvero le **integrazioni dei ricavi** conseguenti alla partecipazione al mercato elettrico, per la produzione di energia elettrica da **impianti alimentati a biogas e biomassa** di cui al citato comma 8.

I provvedimenti di ARERA dovranno riguardare il periodo che intercorre tra il **1° aprile 2026** e il **31 dicembre 2037** e rispettare una serie di principi e criteri, di seguito illustrati:

- a) I prezzi minimi garantiti sono riconosciuti per un numero massimo di ore equivalenti su base semestrale, diverse a seconda del tipo di impianto di produzione, che vengono definite in ragione domanda prevista nonché della necessità di garantire la continuità produttiva degli impianti collegati ai siti, anche quando producono energia in proprio.

Si distingue tra impianti di produzione asserviti a un processo produttivo e gli altri impianti di produzione.

Per i primi, il GSE definisce il numero massimo di ore equivalenti su base semestrale a partire dal numero di ore di funzionamento del medesimo processo produttivo, tenendo in considerazione il tendenziale di spesa e rispettando le condizioni previste per modificare al ribasso il numero in questione, di cui alla successiva lettera c).

Per i secondi, anche in tal caso il GSE definisce il numero massimo di ore equivalenti su base semestrale tenendo in considerazione il tendenziale di spesa e rispettando le condizioni previste per modificare al ribasso il numero in questione. La differenza rispetto agli impianti di produzione asserviti a un processo produttivo risiede nel fatto che, per la determinazione del numero di ore, la **società Terna s.p.a.** individua il numero massimo di ore semestrali al fine di assicurare l'apporto di questi impianti alla flessibilità del sistema e il rispetto dei relativi vincoli di permanenza in servizio considerando l'eventuale necessità di utilizzare combustibili di origine fossile nelle fasi di accensione e spegnimento, nonché il limite massimo di impiego stabilito dalla normativa vigente.

- b) per tali fini, viene fornita una definizione di **impianto asservito a un processo produttivo**: in altri termini, un impianto che serve direttamente un determinato stabilimento produttivo.

Tale impianto è definito come direttamente collegato allo stabilimento produttivo, per quanto riguarda la parte elettrica con un sistema di distribuzione chiuso o con un sistema semplice di produzione e consumo, per quanto riguarda la parte termica con una cessione di calore a un'utenza termica dello stabilimento.

È espressamente riconosciuta la facoltà che lo stabilimento sia gestito da un cliente finale diverso dal soggetto produttore di energia o calore.

Affinché si tratti di un impianto asservito a un processo produttivo, è necessario che la mancanza dell'impianto stesso **impedisca la produzione** dello stabilimento o, in alternativa, comporti un **aumento dei costi**;

- c) il Gestore dei servizi energetici (GSE) stima il costo del meccanismo prima di ogni semestre (entro la metà del mese precedente all'inizio del semestre). La prima previsione deve riguardare il secondo semestre del 2026 e deve essere compiuta entro la metà del mese di giugno 2026.

Nel caso in cui il GSE stimi una spesa di tale costo superiore alla spesa calcolata dalle successive lettere g), h) e i) a carico degli oneri generali di sistema, può modificare al ribasso il numero delle ore equivalenti su base semestrale.

Tale modifica differisce a seconda del tipo di impianto coinvolto e nel rispetto delle seguenti condizioni:

- 1) la riduzione, per ciascun impianto di produzione, si applica a partire dal semestre a cui si riferisce la stima del GSE;
 - 2) la riduzione, che può arrivare anche all'azzeramento di ore, riguarda prima gli impianti di produzione che non sono asserviti a un processo produttivo. In via subordinata, essa si applica agli impianti asserviti ad un processo produttivo. Infine, a partire dagli impianti non asserviti, la riduzione si applica agli impianti da bioliquidi sostenibili da filiera, citati in precedenza;
 - 3) nel caso in cui gli impianti abbiano rinunciato al meccanismo di incentivazione, la riduzione si applica successivamente alla data di scadenza del meccanismo in essere prima della rinuncia ai fini dell'accesso al meccanismo dei prezzi minimi garantiti;
- d) per gli impianti a biogas **oltre 300 kW** che usufruiscono dei **prezzi minimi garantiti**, e per gli stessi impianti con incentivi **scaduti o in scadenza** che **non** hanno chiesto l'accesso al meccanismo alla data di entrata in vigore della norma, la **permanenza** o l'**accesso** al meccanismo (comma 8) è consentito **solo fino al 31 dicembre 2030**, al fine di garantire la progressiva riconversione degli impianti a biometano;
- e) i prezzi minimi garantiti possono applicarsi **oltre il 31 dicembre 2030 e fino al 31 dicembre 2037** solo agli impianti a biogas **fino a 300 kW** che **non** sono stati riconvertiti a biometano e agli impianti a biogas che hanno realizzato gli interventi incentivati ai sensi del [decreto](#) del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 13 marzo 2024.

In proposito, si sottolinea che il decreto si inserisce nell'ambito della Missione 2, Componente 2, Investimento 1.4 “*Sviluppo del biometano, secondo criteri per promuovere l'economia circolare*” del PNRR. Esso finanzia interventi relativi a incentivare la diffusione di pratiche ecologiche in fase di produzione del biogas, a promuovere la sostituzione di trattori agricoli meccanici obsoleti e a bassa efficienza con trattori più efficienti, a migliorare l'efficienza energetica di alcuni impianti per la produzione di biogas. Per consultare le regole operative e per ulteriori approfondimenti, è possibile consultare il [sito](#) del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica relativa alla Missione 2, Componente 2, Investimento 1.4.

- f) i prezzi minimi garantiti possono applicarsi **anche oltre il 31 dicembre 2030** agli impianti a biogas e biomasse per i quali la **scadenza dell'incentivo originario** (che avrebbero avuto senza la rinuncia per accedere ai prezzi minimi garantiti) è **successiva al 2030**. In ogni caso, per questi impianti i prezzi minimi garantiti **cessano** alla data di scadenza dell'incentivo originario;
- g) la **spesa per gli impianti a biogas, a carico degli oneri generali di sistema**, che deriva dall'aggiornamento del meccanismo relativo ai prezzi minimi garantiti di cui sopra è quantificata in:
- 160 milioni di euro per l'anno 2026, ivi compresi gli oneri afferenti al periodo gennaio-marzo 2026 (prima dell'emendamento approvato dalla Camera, il valore previsto dal testo originario del decreto-legge era di *110 milioni*),
 - 278,5 milioni di euro per l'anno 2027 (prima dell'emendamento approvato, il valore previsto dal decreto-legge era di *187 milioni*),
 - 432,4 milioni di euro per l'anno 2028 (prima dell'emendamento approvato, il valore previsto dal decreto-legge era di *353 milioni*),
 - 413,5 milioni di euro per l'anno 2029 (prima dell'emendamento approvato, il valore previsto dal decreto-legge era di *427 milioni*),
 - 381,9 milioni di euro per l'anno 2030 (prima dell'emendamento approvato, il valore previsto dal decreto-legge era di *77 milioni*),
 - 50,1 milioni di euro per ciascuno degli anni dal 2031 al 2037 (prima dell'emendamento approvato, il valore previsto dal decreto-legge era di *40 milioni*),
- h) la spesa per gli impianti biomassa **a carico degli oneri generali di sistema**, che deriva dall'aggiornamento del meccanismo relativo ai prezzi minimi garantiti di cui sopra, è quantificata in:
- 582,4 milioni di euro per l'anno 2026, ivi compresi gli oneri afferenti al periodo gennaio-marzo 2026 (prima dell'emendamento approvato dalla Camera, il valore previsto dal testo originario del decreto-legge era di *469 milioni*),
 - 582,5 milioni di euro per l'anno 2027 (prima dell'emendamento approvato, il valore indicato dal decreto-legge era di *474 milioni*),

- 576,5 milioni di euro per l'anno 2028 (prima dell'emendamento approvato, il valore indicato dal decreto-legge era di *505 milioni*),
- 570,1 milioni di euro per l'anno 2029 (prima dell'emendamento approvato, il valore indicato dal decreto-legge era di *512 milioni*),
- 570,3 milioni di euro per l'anno 2030 (prima dell'emendamento approvato, il valore indicato dal decreto-legge era di *484 milioni*);
- i)** la spesa per gli impianti a biogas e biomasse per i quali la scadenza dell'incentivo originario è successiva al 2030 è quantificata in:
 - 125 milioni per l'anno 2031,
 - 108 milioni per ciascuno degli anni 2032-2033,
 - 106 milioni per ciascuno degli anni 2034-2035,
 - 46 milioni per l'anno 2036 e 32 milioni per l'anno 2037.

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

L'**articolo 5-bis**, aggiunto nel corso dell'esame parlamentare, **proroga al 2038** la graduale dismissione (cd. *phase-out*) delle **centrali a carbone** utilizzate per la produzione di energia elettrica.

L'**articolo 5-bis**, composto da un unico comma e introdotto dalla Camera, dispone che l'operatività delle centrali a carbone in esercizio per la produzione di energia elettrica cessi entro il **31 dicembre 2038**.

Si ricorda che il vigente Piano nazionale integrato per l'energia e il clima ([PNIEC](#)), trasmesso alla Commissione europea nel luglio 2024, prevede la cessazione della produzione elettrica da carbone **entro il 2025** per le centrali del continente ed entro il 2028 per quelle ubicate in Sardegna, subordinatamente al completamento delle necessarie infrastrutture di interconnessione. La disposizione in esame fissa, pertanto, un termine più ampio rispetto alla tempistica programmata, senza distinguere tra le centrali ubicate sul continente e quelle ubicate in Sardegna.

Ai sensi dell'articolo 14, paragrafo 7, del [regolamento \(UE\) 2018/1999](#), gli Stati membri possono apportare in qualsiasi momento adeguamenti alle politiche nazionali definite nei propri PNIEC, a condizione che tali modifiche figurino nella **relazione intermedia** nazionale integrata sull'energia e il clima di cui all'articolo 17 del medesimo regolamento. Il secondo periodo dell'*articolo 5-bis* in esame richiama espressamente tale previsione, qualificando l'estensione del *phase-out* come oggetto della suddetta relazione intermedia.

• *La dismissione degli impianti a carbone*

L'obiettivo di eliminare l'uso del carbone dalla produzione elettrica entro il 2025 è stato assunto dall'Italia con la [Strategia energetica nazionale](#) (SEN) del 2017, e, come detto, confermato nel Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC).

Il PNIEC prevedeva una graduale cessazione dell'impiego del carbone nella generazione elettrica, con l'interruzione completa entro il 2025. Tale obiettivo è stato ribadito nell'aggiornamento del [PNIEC](#) del giugno 2024, che conferma la fine della produzione elettrica da carbone entro il 2025.

Per gli impianti ubicati in **Sardegna**, il PNIEC riconosce la necessità di una tempistica più ampia, subordinata al completamento del collegamento elettrico sottomarino *Tyrrhenian Link* e alla metanizzazione della regione. In base al Piano, la cessazione dell'uso del carbone in Sardegna è prevista nel periodo 2025-2028, con il completamento del *phase-out* nazionale entro il 2028.

Si ricorda che, nel contesto della crisi energetica innescata dal conflitto in Ucraina, l'[articolo 5-bis](#) del D.L. n. 14/2022 ha introdotto una misura di carattere emergenziale e temporaneo. La disposizione prevedeva che, in caso di attivazione delle misure di

riduzione del consumo di gas contemplate dal piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale, Terna predisponesse un programma di massimizzazione dell'utilizzo delle centrali elettriche alimentate a carbone o a olio combustibile, di potenza termica superiore a 300 MW, in normale esercizio, per la durata stimata dell'emergenza. Gli impianti interessati dal programma erano quelli di proprietà di Enel (Torrevaldaliga Nord, Brindisi Sud, Fusina e Sulcis), A2A (San Filippo del Mela e Monfalcone) ed EP Produzione (Fiume Santo). Il programma di massimizzazione si è concluso nel settembre 2023.

Tale disposizione aveva carattere espressamente temporaneo ed era accompagnata dalla previsione di una deroga alle condizioni autorizzative dell'autorizzazione integrata ambientale (AIA), fermo restando il rispetto dei valori limite derivanti dai piani di qualità dell'aria e dalla normativa dell'Unione europea.

Per ulteriori approfondimenti si rimanda al tema sulle [politiche per la sicurezza energetica](#) curato dal Servizio Studi della Camera dei deputati.

Successivamente, il 31 luglio 2025, in sede di conversione del D.L. n. 92/2025 (c.d. decreto ex Ilva), presso la Camera dei deputati il Governo ha accolto l'[ordine del giorno 9/02527/030](#). L'ordine del giorno ha impegnato il Governo a proporre una revisione del PNIEC, indicando il **2038** come nuova data per la dismissione del carbone, coordinando tale tempistica con quella dell'avvio di nuovi impianti elettronucleari.

Nella [risposta](#) resa il 6 agosto 2025 in sede di *question time* alla Camera, il Ministro delle imprese e del *made in Italy* ha confermato che il Governo intende mantenere l'impegno alla cessazione della produzione elettrica da carbone entro il 31 dicembre 2025, prevedendo tuttavia il posticipo del *phase-out* al 2038 mediante una **fermata a freddo** delle centrali, finalizzata a garantire la sicurezza energetica nazionale in caso di emergenza legata al contesto geopolitico, in analogia con quanto disposto dalla Germania per i propri impianti a carbone posti in riserva.

Il Ministro ha precisato che il differimento del *phase-out* non pregiudica i progetti di riconversione industriale delle aree delle centrali di Brindisi (Cerano) e Civitavecchia (Torrevaldaliga Nord).

Articolo 5-ter
(Modifiche all'articolo 31 del d.lgs. n. 199/2021)

L'**articolo 5-ter**, inserito nel corso dell'esame parlamentare, specifica che i soci o i membri di una **comunità energetica rinnovabile** (CER) possono essere persone fisiche **anche nell'ambito del loro condominio**.

L'**articolo 5-ter**, novella l'[articolo 31, comma 1, lettera b\)](#), del d.lgs. n. 199/2021 che definisce i soggetti che possono costituire una **Comunità energetica rinnovabile**: si specifica ora che le persone fisiche che intendano formare una CER, possano farlo anche nell'ambito del **loro condominio**.

Si osservi che tale facoltà è espressamente riconosciuta dall'[articolo 21, comma 4](#), della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (cd. direttiva RED II), tale direttiva è stata da ultimo modificata dalla direttiva (UE) 2024/1711 (cd. RED III). Le modifiche sono state recepite nell'ordinamento interno dal [d.lgs. n. 3/2026](#).

Per ulteriori approfondimenti sulla costituzione delle CER si rimanda al tema del servizio studi della Camera sulle [configurazioni per l'autoconsumo diffuso](#).

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)

L'**articolo 6** interviene principalmente su due fronti:

- regolazione dei comportamenti di offerta nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica, per **prevenire** condotte di **trattenimento economico** di capacità e favorire il corretto trasferimento nei prezzi dei costi delle fonti rinnovabili non programmabili (**comma 1**);
- **rimborso** di specifici **oneri** gravanti **sul gas naturale utilizzato per la produzione di energia elettrica (comma 2)**, inclusi quelli sostenuti per l'acquisto dei permessi di emissione secondo l'*Emissions Trading Scheme (ETS)* europeo (**commi 3 e 6**), con contestuale redistribuzione degli oneri sui prelievi di energia elettrica.

L'attuazione delle disposizioni è rimessa all'**ARERA**, a cui sono attribuiti compiti sia nelle attività di controllo e verifica (**comma 4**), sia nell'adeguamento delle regole del mercato della capacità (**comma 5**).

Il **comma 6-bis**, introdotto nel corso dell'esame alla Camera, estende le iniziative a cui possono essere destinati i proventi delle aste ETS nell'ambito della mobilità sostenibile, includendovi quelle volte a incentivare il riequilibrio modale, dal trasporto stradale a quello marittimo e ferroviario (*Sea Modal Shift e Ferrobonus*).

Secondo la relazione illustrativa, l'**articolo 6** è finalizzato al perseguimento del contenimento del prezzo dell'energia elettrica sostenuto dai consumatori finali, attraverso la **riduzione dei costi sostenuti 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.

Nel dettaglio, il **comma 1** mira a rafforzare la concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, con specifico riferimento al mercato del giorno prima (**MGP**).

Si dispone che entro tre mesi dall'entrata in vigore del decreto, l'ARERA adotti uno o più provvedimenti attuativi, in conformità al [regolamento \(UE\) n. 1227/2011](#) e alle [linee guida](#) dell'ACER del 18 dicembre 2024.

Il regolamento (UE) n. 1227/2011 sull'integrità e la trasparenza dei mercati energetici all'ingrosso (*Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency – REMIT*) è volto a costituire un quadro regolatorio unitario a livello europeo per contrastare, nei mercati dell'energia all'ingrosso, comportamenti abusivi e favorire scambi che riflettano un'interazione equa e concorrenziale tra domanda e offerta. Il regolamento è stato riformato nel 2024 dal [regolamento 2024/1106/UE](#) (del quale v.

la seguente [sintesi](#)), che fa parte del pacchetto di tre atti integranti l'*Electricity Market Design Reform*, adottata nel luglio 2024 (per un approfondimento della quale si rimanda al relativo [tema](#) curato dal Servizio Studi della Camera).

L'ARERA, in particolare, è chiamata a:

- definire criteri e strumenti per la valutazione delle condotte di **trattenimento economico di capacità**, vale a dire situazioni in cui gli operatori, pur avendo capacità di generazione di energia disponibile, la offrono a prezzi eccessivamente elevati, influenzando il livello dei prezzi di mercato;
- stabilire che, per le offerte di vendita sul mercato del giorno prima (caratterizzato dal riconoscimento del prezzo marginale a tutte le offerte in vendita accettate, per tutti gli impianti) i soli **motivi economici legittimi per offrire a un prezzo superiore** al costo marginale di generazione sono i "costi opportunità" stimabili al momento della negoziazione: il produttore potrà dunque legittimamente offrire a un prezzo superiore al costo marginale solo se ciò è giustificato da un costo opportunità (ad esempio: rinunciare a vendere in un altro mercato, o a conservare combustibile o acqua per una produzione futura più remunerativa), che sia valutabile *ex ante*.

L'obiettivo della previsione è **limitare comportamenti speculativi**, favorire la corretta valorizzazione dei costi variabili, e facilitare il pieno trasferimento, nelle offerte, dei bassi costi marginali delle fonti rinnovabili non programmabili (eolico, fotovoltaico). Inoltre, secondo la relazione illustrativa, il fine è anche quello di assicurare ad ARERA la possibilità di verificare che le **offerte** presentate dagli impianti termoelettrici nei mercati all'ingrosso **scontino il valore dei rimborsi riconosciuti ai sensi del comma 2 e del comma 3** del presente articolo.

Sul punto si può osservare che ARERA è già tenuta, ai sensi del REMIT, a identificare condotte di trattenimento economico. E infatti, in proposito, si ricorda che di recente l'Autorità ha concluso [un'indagine sugli esiti del mercato del giorno prima](#) (delibera 401/2024/R/eel) nel biennio 2023-2024, evidenziando prezzi all'ingrosso talvolta superiori ai livelli concorrenziali: gli esiti dell'indagine sono stati discussi anche in occasione dell'[audizione](#) dei rappresentanti di ARERA svolta presso la X Commissione della Camera dei deputati il 23 luglio 2025.

Il **comma 2** interviene sulla tariffa di trasporto del gas naturale e sulle componenti tariffarie addizionali relative agli oneri generali del sistema gas **quando il gas è utilizzato per la produzione di energia elettrica** immessa in rete.

Si dispone che decorrere **dal 1° gennaio 2027** ARERA definisca, con propri provvedimenti, le modalità con cui:

- **i corrispettivi unitari variabili della tariffa di trasporto del gas** che non sono effettivamente legati a costi di natura variabile,

- e le componenti tariffarie aggiuntive destinate alla copertura di oneri del sistema gas (ulteriori rispetto agli incentivi all'efficienza energetica, che vengono già rimborsati), applicate ai prelievi di gas per la produzione elettrica, sono inclusi tra gli **oneri rimborsabili ai produttori termoelettrici**.

La norma muove dal rilievo che sulla quota di gas destinato alla produzione elettrica gravano componenti della tariffa di trasporto e oneri generali del sistema gas che non riflettono costi effettivamente variabili: tali oneri riducono la competitività degli impianti termoelettrici nazionali rispetto al contesto europeo. Con tale previsione, in altri termini, si stabilisce che i produttori termoelettrici vengano rimborsati della quota del prezzo che pagano per il gas utilizzato nelle centrali relativamente ai corrispettivi unitari variabili della tariffa di trasporto e agli oneri del sistema gas ulteriori a quelli già rimborsati ai sensi della disciplina vigente. In sostanza, **una parte degli oneri oggi caricati sul gas utilizzato dalle centrali elettriche viene restituita ai produttori**, riducendo il costo effettivo del combustibile per la produzione di energia elettrica.

Il comma precisa, inoltre, che il **mancato gettito** conseguente a tali rimborsi è coperto mediante nuove o aggiornate componenti applicate ai prelievi di energia elettrica (quindi scaricandosi "a valle", senza influenzare la formazione del prezzo all'ingrosso), secondo modalità definite da ARERA, che quindi può aggiornare, ove necessario, la disciplina già contenuta nella [delibera 26 marzo 2020, n. 96/2020/R/eel](#) (relativa alle modalità con le quali i prelievi di gas naturale destinati alla produzione di energia elettrica vengono assoggettati al pagamento di componenti aggiuntive funzionali alla copertura dei fabbisogni di gettito per oneri generali di sistema e, in particolare, delle componenti tariffarie RE e RET a copertura dei costi derivanti dal meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE)).

Si realizzerebbe quindi uno **spostamento del peso degli oneri**: meno sul gas utilizzato per produrre energia elettrica, e più sui consumi finali di energia elettrica.

Secondo la relazione tecnica del Governo di accompagnamento all'A.C. 2809, basata su stime del MASE, la **riduzione complessiva del costo del gas pagato dai produttori** termoelettrici è stimata in circa **5 €/MWh** nel periodo invernale e circa **3 €/MWh** nel periodo estivo. Si stima che il costo della misura sia dell'ordine di circa 700 milioni di euro all'anno a carico degli utenti del sistema elettrico per i rimborsi ai produttori. A fronte di questo costo si avrebbe un beneficio complessivo, al lordo del suddetto costo di 700 milioni di euro, stimato in 2.000 milioni di euro a vantaggio dei medesimi consumatori, 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, secondo il Governo, comporta una riduzione della rendita di congestione che il gestore di rete raccoglie sull'allocazione della capacità di trasmissione con l'estero.

Poiché il 50 per cento di tale rendita viene posto a riduzione della componente UPLIFT della bolletta, la riduzione della rendita di cui sopra produce un aumento del gettito necessario alla copertura della suddetta componente pari a circa 150 milioni di euro annui.

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

Il **comma 3** introduce un ulteriore livello di sostegno ai produttori termoelettrici, sempre con riferimento ai prelievi di gas naturale per la produzione di energia elettrica immessa in rete.

Si dispone che ARERA definisca, con apposita deliberazione:

- un importo di **rimborso aggiuntivo**, predeterminato dall'Autorità, per lassi temporali definiti in anticipo;
- tale importo deve essere calcolato in modo da “massimizzare i benefici per i **consumatori italiani**”, tenendo conto anche degli effetti sui flussi di scambi transfrontalieri (cioè sul commercio di energia con l'estero);
- il rimborso è comunque **limitato al costo atteso**, per il medesimo periodo, **di un impianto a ciclo combinato a gas efficiente per gli adempimenti connessi alle emissioni ETS** (vale a dire i costi associati all'acquisto di quote di emissione di CO₂). I costi per l'acquisto di quote di emissione (ETS) si riflettono infatti sui costi variabili di produzione, contribuendo alla crescita dei prezzi all'ingrosso dell'energia.

ARERA, in altri termini, disciplinerà il rimborso ai produttori termoelettrici di un importo commisurato ai costi sostenuti da un impianto a ciclo combinato a gas efficiente per l'acquisto dei permessi di emissione. Anche in questo caso, il mancato gettito generato dal rimborso è coperto con la medesima logica del comma 2, cioè tramite componenti applicate ai prelievi di energia elettrica.

Questa misura configura, di fatto, un **meccanismo di compensazione dei costi ambientali** (ETS) per gli impianti termoelettrici più efficienti, sempre con l'obiettivo di contenere l'impatto di tali costi sul prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso.

Il **comma 6** prevede che l'efficacia della disposizione appena descritta è subordinata alla previa **autorizzazione della Commissione europea** ai sensi della normativa sugli [aiuti di Stato](#) (articolo 108, par. 3, TFUE). La previsione conferma il carattere potenzialmente agevolativo del meccanismo di rimborso ETS e assicura il rispetto delle regole europee in materia di aiuti di Stato nel settore energetico.

Stando a quanto riportato nella relazione tecnica di accompagnamento all’A.C. 2809, il MASE, assumendo un rimborso medio di 30 euro/MWh, su una produzione di 110 TWh, che già sconta il possibile aumento di produzione derivante dalla riduzione attesa delle importazioni nette, stima che il riconoscimento di tale 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 comporterebbe un incremento della componente A_{SOS} 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 sistema europeo di scambio di quote di emissione (EU ETS)

Il Sistema europeo di scambio di quote di emissione (*European Union Emissions Trading Scheme* – EU ETS) è il principale strumento adottato dall’Unione europea per ridurre le emissioni di gas a effetto serra nei settori energivori (elettricità, cemento, acciaio, alluminio, laterizi e ceramiche, vetro, chimica, aviazione, etc.). L’EU ETS è, come evidenzia il GSE, un sistema *cap&trade* che interessa gli impianti industriali, il settore della produzione di energia elettrica e termica, il trasporto marittimo e il trasporto aereo. È *cap&trade* perché fissa un tetto massimo (*cap*) al livello complessivo delle emissioni consentite a tutti i soggetti vincolati e permette ai partecipanti di acquistare e vendere sul mercato (*trade*) diritti a emettere CO₂ secondo le loro necessità. Il **collocamento tramite aste è la modalità più rilevante⁴ per l’assegnazione di quote di emissione** valide per adempiere agli obblighi dell’EU ETS.

Il sistema è stato introdotto dalla **direttiva 2003/87/CE** (direttiva ETS), da ultimo modificata dalla **direttiva 2023/958/UE**, dalla **direttiva 2023/959/UE** e dal **regolamento 2024/795/UE**. La normativa di recepimento, a livello nazionale, è contenuta nel [decreto legislativo n. 47/2020](#), da ultimo modificato dal decreto legislativo n. 147/2024, di recepimento delle due succitate direttive del 2023. Il **GSE** assolve alla funzione di **responsabile del collocamento** per l’Italia (ai sensi degli articoli 6, 23 e 24 del decreto legislativo n. 47/2020).

I proventi delle aste, ai sensi dell’[articolo 23](#), comma 3, del decreto legislativo n. 47/2020 sono versati al GSE sul conto corrente dedicato «*Trans-European Automated Real-time Gross Settlement Express Transfer System*» («TARGET2»). Il GSE trasferisce i proventi delle aste e i relativi interessi maturati su un **apposito conto acceso presso la Tesoreria dello Stato**, intestato al Dipartimento del tesoro, dandone contestuale comunicazione ai Ministeri interessati (le somme sono sottoposte a gestione separata e non sono pignorabili). I proventi sono **successivamente** versati **all’entrata del bilancio dello Stato (cap. 2577/ENTRATA)** per essere riassegnati (al netto delle risorse destinate

⁴ Gli impianti esposti a rischio di delocalizzazione a causa dei costi del carbonio ricevono una parte di quote a titolo gratuito in base a parametri di riferimento (*benchmark*). L’assegnazione delle quote a titolo gratuito sarà gradualmente ridotta nel tempo, soprattutto per i settori soggetti al **Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)**.

alla Convenzione tra MEF e GSE, *cf. infra*), ad appositi **capitoli per spese di investimento degli stati di previsione** dei Ministeri interessati, con vincolo di destinazione, in quanto derivante da obblighi unionali.

Nel dettaglio, ai sensi del comma 4 del citato articolo 23, alla **ripartizione delle risorse** di cui al comma 3 si provvede, previa verifica dei proventi derivanti dalla messa all'asta delle quote, con decreti del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, con i Ministri delle imprese e del *made in Italy*, delle infrastrutture e dei trasporti e dell'economia e delle finanze, da emanarsi **entro il 31 maggio dell'anno successivo a quello** di effettuazione **delle aste**. Secondo quanto prevede testualmente la norma, il **50%** dei proventi delle aste è assegnato complessivamente – al netto della quota destinata al Fondo per la transizione energetica nel settore industriale – al **Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica**, al **Ministero delle imprese e del *made in Italy*** e al **Ministero delle infrastrutture e dei trasporti** (nella misura del 70 per cento al MASE, del 15 per cento al MIMIT e del 15 per cento al MIT).

Peraltro, l'articolo 15 del d.lgs. n. 199/2021 – di recepimento della direttiva sulle fonti rinnovabili (RED II) – ribadisce che, a decorrere dall'anno 2022, **una quota dei proventi annuali di competenza del MASE** sia destinata alla copertura dei costi di incentivazione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica mediante misure che trovano copertura sulle tariffe dell'energia. A tal fine, con il decreto interministeriale di riparto (previsto dall'art. 23, comma 4 del d.lgs. n. 47/2020) è definita la quota annualmente utilizzabile per le finalità di cui sopra.

Ai sensi del comma 5 dell'articolo 23 del decreto legislativo n. 47/2020, il **50% dei proventi** di cui al comma 3 è invece riassegnato al **Fondo per l'ammortamento dei titoli di Stato** (le relative somme transitano sul cap. 9565/MEF).

Ai sensi dell'articolo 23, comma 6, del decreto legislativo n. 47/2020 una convenzione tra GSE e Ministero dell'economia e delle finanze disciplina le attività di responsabile del collocamento che il GSE svolge. Tra queste, rientra la gestione e il trasferimento dei proventi delle aste alla Tesoreria dello Stato.

Le **risorse assegnate al MASE**, al MIMIT e al MIT sono destinate ad una **serie di attività indicate** nel comma 7 dell'articolo 23 per misure aggiuntive rispetto agli oneri complessivamente derivanti a carico della finanza pubblica dalla normativa vigente.

Infine, l'articolo 23, al comma 8 dispone che la **quota annua dei proventi** derivanti dalle aste, **eccedente il valore di 1.000 milioni** di euro, sia **destinata**, nella misura massima di **600 milioni** annui, al **Fondo per la transizione energetica nel settore industriale**, con l'assegnazione di una quota, fino a 10 milioni, destinata al finanziamento di interventi di decarbonizzazione e di efficientamento energetico del settore industriale e la restante quota al finanziamento dei settori o sottosettori considerati esposti a un rischio elevato di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio a causa dei costi indiretti connessi alle emissioni trasferiti sui prezzi dell'energia elettrica; nonché, nella misura massima di 150 milioni di euro annui, al Fondo per il sostegno alla transizione industriale di cui alla legge di bilancio 2022 (art. 1, co. 478-479, L. 234/2021).

Il **comma 4** introduce un meccanismo di controllo e responsabilizzazione dei produttori.

L'ARERA deve:

- **verificare** che i rimborsi di cui ai commi 2 e 3 siano integralmente trasferiti nelle offerte di vendita degli impianti termoelettrici che ne beneficiano: **i minori**

costi devono cioè tradursi in **prezzi di offerta più bassi** e non in extra-margini per il produttore;

- in caso di esito negativo della verifica, il produttore è tenuto a restituire i rimborsi percepiti, maggiorati da eventuali **sanzioni** che l'ARERA può comminare ai sensi della [legge n. 481/1995](#), istitutiva della medesima Autorità.

Con gli stessi provvedimenti richiamati al comma 1, l'**ARERA** deve inoltre:

- definire modalità e criteri delle **procedure di verifica**;
- individuare i comportamenti di offerta considerati conformi all'obbligo di trasferimento dei benefici: situazioni, cioè, in cui si presume che il produttore abbia effettivamente traslato i rimborsi nei prezzi offerti.

Il sistema mira quindi a garantire che il vantaggio economico riconosciuto agli operatori non resti "a monte", ma si traduca in prezzi più competitivi per il mercato e, in ultima istanza, per i consumatori.

Il **comma 5** prevede che l'ARERA adegui le condizioni economiche del **mercato della capacità**, disciplinato dal [decreto legislativo n. 379/2003](#), per tener conto degli effetti derivanti dal comma 1 (ossia delle minori marginalità derivanti dalla riduzione dei prezzi all'ingrosso), e di quelli derivanti dai commi 2 e 3 (ossia dei rimborsi ivi previsti, da cui deriverebbe un effetto di riduzione del valore del prezzo di esercizio, superato il quale i produttori devono restituire a Terna la differenza tra il prezzo all'ingrosso e il medesimo prezzo di esercizio).

Il mercato della capacità (*capacity market*) è il meccanismo attraverso il quale viene **remunerata la disponibilità di capacità produttiva**, a prescindere dall'effettiva energia prodotta.

Considerato che i nuovi rimborsi e i vincoli di offerta possono modificare i costi e i ricavi degli impianti termoelettrici e che il valore della capacità potrebbe risultare alterato dagli interventi sul costo del gas e sulle regole di offerta, l'ARERA è tenuta a rivedere le condizioni economiche di questo mercato, per assicurare la **coerenza complessiva** del quadro regolatorio e il corretto funzionamento dei segnali di investimento nel settore della generazione.

Il **comma 6-bis**, introdotto nel corso dell'esame parlamentare, novella il contenuto dell'[articolo 23](#), commi 3 e 7, del d.lgs. n. 47/2020. Tale decreto legislativo recepisce una serie di atti normativi dell'Unione europea relativi all'introduzione di un sistema di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra e alla creazione di una apposita riserva di stabilizzatrice di tale mercato (EU ETS): per un approfondimento si rimanda al *box* che precede.

In particolare, l'articolo 23 del decreto legislativo introduce un sistema di messa all'asta delle quote di emissioni dei gas a effetto serra. Il comma 7 di tale articolo prevede che i **proventi derivanti dalle aste** siano assegnate al MASE, al MIMIT e al MIT, i quali destinano tali risorse ad una serie di **finalità tassativamente elencate**. La relazione tecnica all'emendamento approvato dalla Camera esemplifica e raggruppa tali finalità in tre categorie:

- promuovere la riduzione delle emissioni climalteranti;

- sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio;
- favorire investimenti in settori strategici per la decarbonizzazione tra cui il sistema dei trasporti.

Le risorse per tali interventi devono essere assegnate, in misura aggiuntiva rispetto agli oneri complessivamente derivanti a carico della finanza pubblica dalla normativa vigente alla data di entrata in vigore del decreto legislativo.

La modifica, introdotta dalla Camera al **comma 3** dell'articolo 23 del predetto decreto legislativo, prevede che le risorse derivanti dai proventi delle aste ETS, una volta versati all'entrata del bilancio dello Stato, se destinati alle attività di cui al comma 7, lettera *i-bis*) (lettera aggiunta sempre dalla Camera: vedi *infra*) non debbano essere riassegnate in appositi capitoli per spese di investimento degli stati di previsione interessati.

Tra le attività verso cui è possibile destinare i proventi delle aste ETS, la **lettera i) del comma 7**, dell'articolo 23, come novellata nel corso dell'esame alla Camera, prevede di **incentivare** (anziché "incoraggiare") il 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, comprendendovi, oltre allo sviluppo del trasporto ferroviario di passeggeri e merci e ai servizi e alle tecnologie per autobus ambientalmente sostenibili.

La **lettera i-bis)** del comma 7, dell'articolo 23 – introdotta, come anticipato, nel corso dell'esame parlamentare– prevede l'individuazione di una nuova attività a cui è possibile destinare i proventi delle aste ETS. In particolare si prevede che sia possibile destinare tali risorse per incentivare **il riequilibrio modale dal trasporto stradale di merci a quello marittimo e ferroviario, ivi comprese le misure previste dalla legge di stabilità 2016** (in particolare dall'articolo 1, commi 647 e 648 della legge n. 208/2015, su *Sea Modal Shift* e *Ferrobonus*) e nel rispetto della disciplina europea in materia di aiuti di Stato.

La misura prevista dal richiamato [comma 647](#) della legge di stabilità 2016 prevede che il MIT sia autorizzato a concedere contributi per l'attuazione di progetti volti a **migliorare la catena intermodale** e riguardanti l'istituzione, l'avvio e la realizzazione di nuovi servizi marittimi per il trasporto combinato delle merci o il miglioramento dei servizi su rotte esistenti, in arrivo e in partenza da porti situati in Italia, che collegano porti situati in Italia o negli Stati membri dell'Unione europea o dello Spazio economico europeo. Parallelamente, la misura prevista dal [comma 648](#) prevede che il MIT sia autorizzato a concedere contributi per servizi di **trasporto ferroviario intermodale** in arrivo e in partenza da nodi logistici e portuali in Italia.

Per un approfondimento si rimanda al tema curato dal Servizio Studi della Camera su [trasporto delle merci, intermodalità e logistica](#).

Articolo 7

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

L'articolo 7 del decreto-legge affronta il problema della **saturazione virtuale della rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN)**, introducendo una serie di misure per favorire l'integrazione degli impianti a fonti rinnovabili (FER) e dei sistemi di accumulo.

Obblighi informativi di Terna (comma 1): Terna è tenuta a pubblicare, con aggiornamento trimestrale, la capacità massima addizionale integrabile in ciascuna porzione della RTN, ad esclusione degli impianti off-shore.

Criteri ministeriali (comma 2): il MASE, previa consultazione di ARERA, definisce entro 90 giorni i criteri per il calcolo di tale capacità, con il duplice obiettivo di garantire coerenza con gli obiettivi del PNRR e del PNIEC e di massimizzare la competitività nelle procedure di accesso agli incentivi per le rinnovabili.

Modifiche al Testo unico FER — d.lgs. n. 190/2024 (comma 3):

Definizioni e perimetro autorizzatorio: con modifica introdotta dalla Camera, viene ridefinito il concetto di “intervento”, che include opere connesse e infrastrutture indispensabili all'immissione in rete, ma esclude le attività di sviluppo e potenziamento della RTN e delle reti di distribuzione, per le quali valgono le procedure di cui all'articolo 10-bis. Si introducono anche le definizioni formali di gestore del sistema di trasmissione (Terna) e dei gestori della distribuzione.

Nuovo articolo 10-bis (connessioni alla rete): il nuovo articolo, composto da 11 commi, ridisegna il sistema delle connessioni. ARERA deve aggiornare entro 180 giorni le condizioni per le connessioni, prevedendo in particolare che Terna e i distributori possano rilasciare soluzioni di connessione **anche oltre la capacità massima** di un punto di rete, assegnando poi la capacità effettiva tramite procedure trasparenti e non discriminatorie, riservate a progetti già in possesso di PAS o Autorizzazione unica. Si introduce una disciplina transitoria (per non bloccare i procedimenti in corso), la perdita di efficacia delle soluzioni di connessione (STMG) non ancora validate per progetti non autorizzati, una clausola di salvaguardia per i procedimenti amministrativi già avviati, e un vincolo di accessorieta tra titoli abilitativi e soluzioni di connessione.

Regime autorizzatorio per la RTN: gli interventi di sviluppo e potenziamento della RTN funzionali alle FER sono autorizzati su istanza di Terna secondo il D.L. 239/2003, con procedure semplificate nelle aree idonee e nelle zone di accelerazione. Per interventi minori in aree prive di vincoli culturali o paesaggistici è sufficiente una DIA.

Coordinamento normativo: all'articolo 11-*quater*, comma 2, si precisa che la procedura semplificata si applica anche agli interventi delle reti di distribuzione in aree idonee. Vengono inoltre aggiornati gli allegati A, B e C del TU FER.

Indirizzi strategici annuali (comma 4): Con DPCM da adottare entro il 30 aprile di ogni anno, vengono definiti gli indirizzi nazionali in materia di sviluppo delle infrastrutture energetiche, vincolanti per le autorità competenti.

Nel corso dell'esame alla Camera sono state apportate le seguenti ulteriori modifiche:

Tempistiche per la PAS (nuove lettere *a-bis*) e *a-ter*) del comma 3): si fissa un termine perentorio di 90 giorni per la presentazione della PAS dopo l'acquisizione della valutazione di incidenza ambientale (VINCA) o del titolo edilizio, con disposizioni di coordinamento volte a evitare la decadenza delle concessioni.

Estensione del regime semplificato in area idonea (articolo 11-*quater*, comma 3): si prevede che il regime semplificato si applichi all'intero intervento – comprensivo delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili – qualora l'impianto di generazione ricada in area idonea, indipendentemente dall'ubicazione delle opere connesse.

L'articolo 7 introduce disposizioni per mitigare il fenomeno della cd. **saturazione virtuale della rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN)**, finalizzate a ottimizzare l'integrazione dei progetti a fonti rinnovabili (FER) e lo sviluppo delle infrastrutture di rete. La straordinaria necessità e urgenza dell'intervento è motivata dall'esigenza di risolvere le criticità connesse alla gestione della capacità di connessione sulla RTN.

Il fenomeno della saturazione virtuale è riconducibile all'**elevato volume di richieste di connessione** alla RTN per impianti alimentati a FER che, pur non giungendo alle fasi di autorizzazione o realizzazione, impegnano formalmente la capacità di rete. Come spiegato dalla relazione illustrativa, la problematica è connessa alla **modalità finora vigente** di analisi delle richieste di connessione, basata su un **criterio sequenziale** di assegnazione delle soluzioni di connessione per effetto del quale la valutazione condotta per ciascuna richiesta tiene conto delle precedenti già rilasciate, se non decadute, presupponendo che le stesse abbiano successo e che, quindi, effettivamente "occupino" la capacità di connessione a loro indicata in fase di rilascio della soluzione di connessione, la cosiddetta "STMG". Tale circostanza impedisce la disponibilità di connessione per nuove iniziative progettuali sui medesimi tratti infrastrutturali, determinando un rallentamento nello sviluppo della produzione da fonti rinnovabili e un incremento dei costi per gli operatori.

Lo scenario rappresentato dall'elevato e crescente volume di progetti a fonti rinnovabili, che richiede un adeguato sviluppo delle infrastrutture di rete e un'accelerazione delle procedure in grado di gestire in modo efficiente l'elevato numero di domande di connessione, è ben [evidenziato](#) dai dati forniti da Terna nell'ambito del piano di sviluppo 2025, secondo cui **le istanze di connessione** per impianti a FER e sistemi di accumulo risultano **sensibilmente superiori ai target** di medio termine fissati per il 2030: nello specifico, le richieste su rete in alta tensione (AT) pervenute a dicembre 2024 eccedono la nuova capacità prevista dal

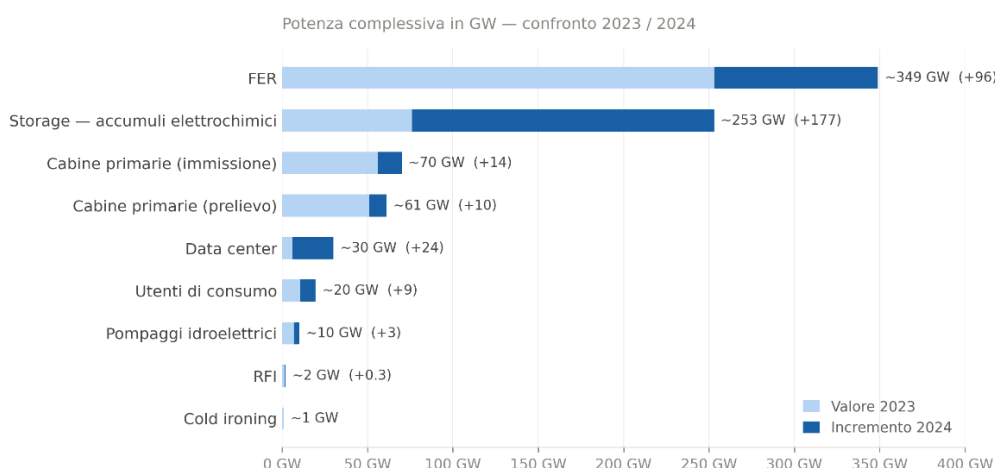
Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC) rispetto alla potenza installata a fine 2023.

Sintesi delle richieste di connessione alla rete elettrica

CATEGORIA	2024	DELTA RISPETTO AL 2023
FER	~ 349 GW	circa +96 GW rispetto al 2023
STORAGE		
- Accumuli elettrochimici stand alone	~ 253 GW	circa +177 GW rispetto al 2023
- Pompaggi idroelettrici	~ 10 GW	circa +3 GW rispetto al 2023
UTENTI DI CONSUMO	~ 19,5 GW	circa +9 GW rispetto al 2023
DATA CENTER	~ 30 GW	circa +24 GW rispetto al 2023
RFI	~ 2 GW	circa +0,3 GW rispetto al 2023
COLD IRONING	~ 1 GW	-
CABINE PRIMARIE		
- Potenza in prelievo	~ 61 GW	circa +10 GW rispetto al 2023
- Potenza in immissione	~ 70 GW	circa +14 GW rispetto al 2023

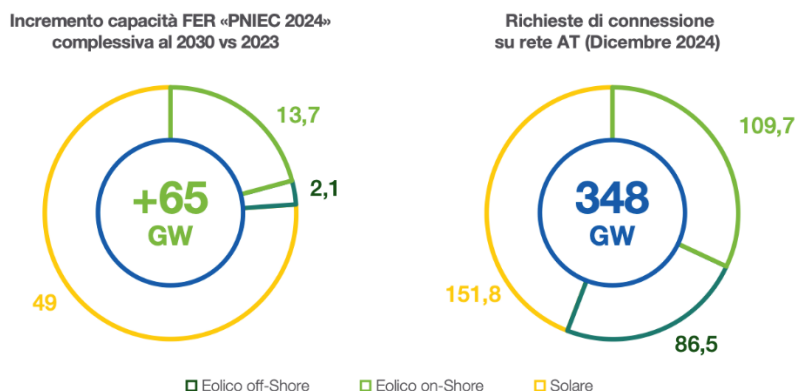
Fonte: Terna

Richieste di connessione alla rete elettrica



Fonte: Terna, Piano di sviluppo 2025

Figura 1 *Richieste di connessione su rete AAT/AT per impianti rinnovabili (solare, eolico on-shore, eolico off-shore) pervenute a dicembre 2024 vs scenario di riferimento PNIEC 2024*

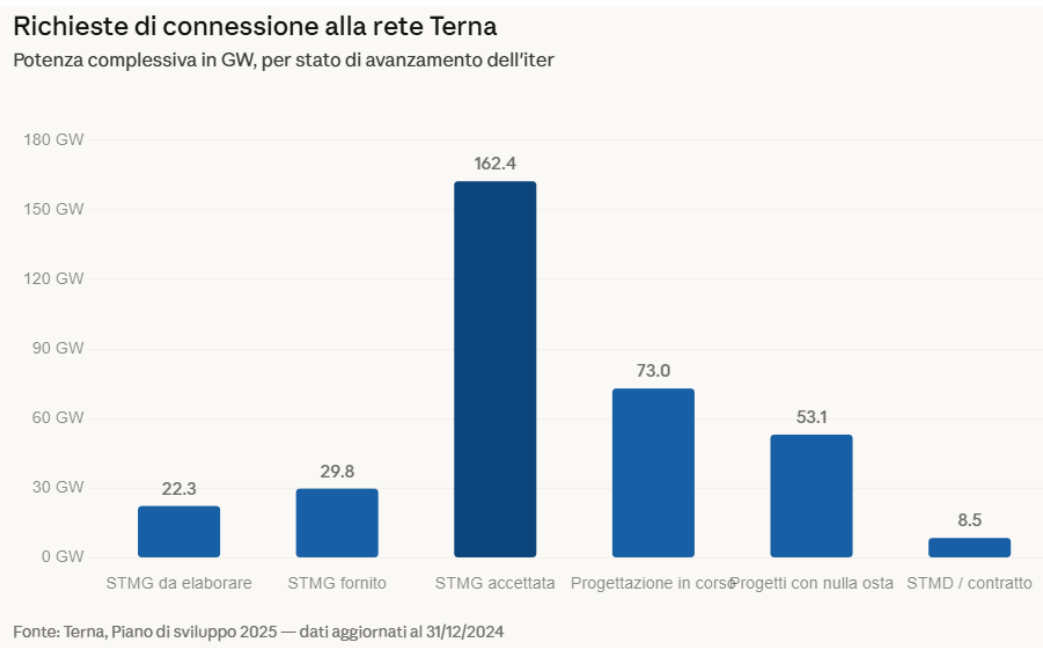


Fonte: Terna

In tale contesto, per far fronte al problema della saturazione virtuale della rete, Terna ha individuato **76 microzone**, ovvero porzioni sub-regionali (e quindi sub-zonali) della rete di trasmissione nazionale (RTN). Lo scopo è quello di definire con precisione i territori su cui svolgere analisi tecniche, utili per pianificare nuovi collegamenti e stimare quanta nuova energia da fonti rinnovabili può essere integrata nella rete, anche considerando i futuri sviluppi della rete stessa.

Per quanto riguarda lo stato di avanzamento degli iter autorizzativi, al 31 dicembre 2024, secondo quanto riportato da Terna, circa l'82% delle richieste di connessione FER ad alta tensione si trova negli stadi preliminari del processo⁵.

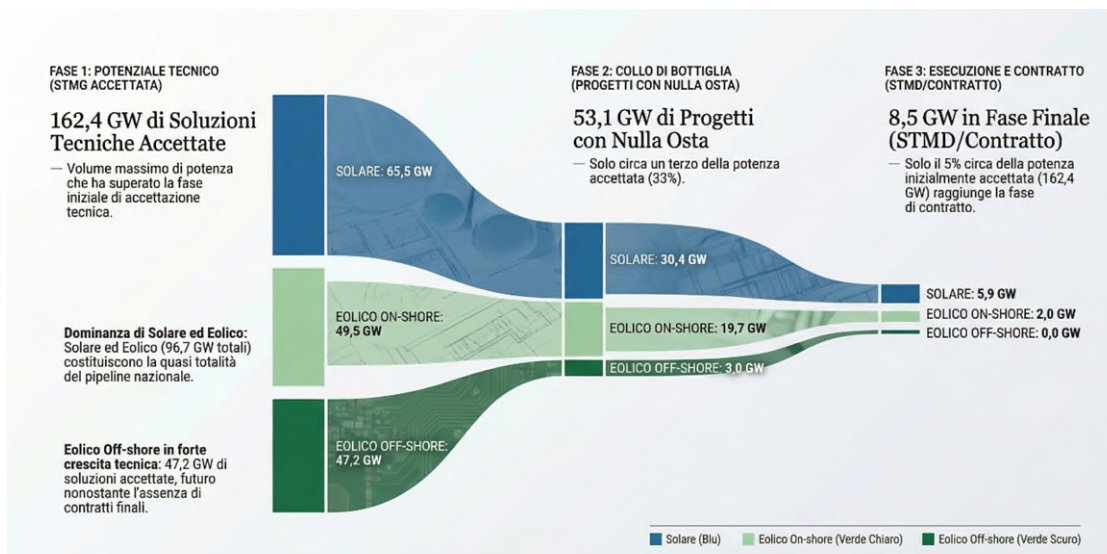
⁵ Tale categorizzazione, mutuata dallo studio "[Il recente sviluppo delle energie rinnovabili in Italia](#)", di Banca d'Italia, n. 908, febbraio 2025, include sia le richieste per le quali Terna deve ancora elaborare un preventivo di connessione (la cd. soluzione tecnica minima generale - **STMG**), sia quelle per le quali i proponenti stanno visionando o hanno accettato la STMG ricevuta, sia quelle per le quali Terna sta verificando la conformità agli standard tecnici del progetto operativo proposto dal richiedente per realizzare la connessione.



Un'analisi settoriale delle richieste di connessione evidenzia una prevalenza degli impianti solari ed eolici *on-shore* nelle fasi più avanzate dell'iter autorizzativo. Di contro, la tecnologia eolica *off-shore* registra un maggiore ritardo, trovandosi per il 96,5 per cento dei casi ancora nelle fasi preliminari del procedimento.

Distribuzione delle richieste di connessione FER suddivise per stato di avanzamento dell'iter (aggiornamento al 31/12/2024)

TIPOLOGIA	STMG DA ELABORARE (GW)	STMG FORNITO (GW)	STMG ACCETTATA (GW)	PROGETTAZIONE IN CORSO (GW)	PROGETTI CON NULLA OSTA (GW)	STMD/CONTRATTO (GW)
Biomasse	-	-	0,1	-	-	0,2
Geotermico	-	-	-	-	-	-
Solare	7,9	11,1	65,5	31,1	30,4	5,9
Idroelettrico	0,1	-	0,1	0,1	0,1	0,4
Eolico off-shore	6,6	9,5	47,2	20,2	3	-
Eolico on-shore	7,6	9,2	49,5	21,7	19,7	2
Totale	22,3	29,8	162,4	73	53,1	8,5



In tale contesto, le novità introdotte dall'articolo 7 qui in commento vorrebbero rappresentare, secondo la relazione illustrativa, un **cambio di paradigma** nella gestione delle connessioni alla rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN).

Nello specifico, il **comma 1** dell'articolo 7 pone in capo a Terna un nuovo obbligo informativo. La disposizione prevede, in particolare, che la società pubblichi il dato relativo alla **capacità massima addizionale** che può essere integrata in ciascuna porzione della RTN. Tale capacità è calcolata con riferimento agli impianti alimentati a fonti rinnovabili e agli impianti di accumulo, con l'espressa esclusione degli impianti *off-shore*.

Il medesimo comma stabilisce che Terna provveda all'**aggiornamento** della predetta capacità **con cadenza trimestrale**. L'aggiornamento deve essere effettuato tenendo conto dei titoli abilitativi rilasciati per la costruzione e l'esercizio degli impianti di generazione e delle relative opere di rete, nonché delle richieste di connessione e dell'effettiva entrata in esercizio degli impianti medesimi.

Ai sensi della disposizione in esame, i dati concernenti la capacità massima addizionale devono essere pubblicati nell'apposito **portale** gestito da Terna, di cui all'[articolo 9, comma 1, lettera a\)](#), del D.L. n. 181/2023.

Si ricorda che tale piattaforma (denominata [T.E.R.R.A.](#)) è deputata dalla legislazione vigente a raccogliere e rendere disponibili:

- i dati e le informazioni, compresi quelli relativi alla localizzazione, inerenti agli interventi di sviluppo della RTN, nonché alle richieste di connessione alla medesima rete presentate per gli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, per i sistemi di accumulo di energia e per gli impianti di consumo;
- le relazioni di monitoraggio, predisposte dalla medesima Terna, relative allo stato di avanzamento dei procedimenti di connessione alla RTN,

valutate in funzione del conseguimento degli obiettivi europei e nazionali di decarbonizzazione fissati per il 2030 e il 2050.

Il **comma 2** dell'articolo in esame demanda poi al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (**MASE**) il compito di definire i criteri, anche funzionali, e le modalità operative cui Terna deve attenersi per il calcolo e la pubblicazione della capacità massima addizionale di rete. Il relativo decreto ministeriale deve essere adottato entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del provvedimento in esame, previa consultazione di ARERA.

La definizione di tali criteri persegue un duplice obiettivo:

- assicurare che il dimensionamento della capacità di rete risulti coerente con gli obiettivi strategici fissati dal Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), dal menzionato Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC), nonché dalle generali politiche energetiche nazionali ed europee;
- massimizzare la competitività delle procedure per l'accesso ai meccanismi di supporto alle fonti rinnovabili, disciplinate dall'[articolo 5](#) del d.lgs. n. 199/2021.

La disposizione specifica altresì che Terna è tenuta a considerare, nell'espletamento di tali attività, le previsioni sulla capacità degli impianti di generazione da fonti rinnovabili elaborate dai gestori del sistema di distribuzione per le reti di rispettiva competenza.

Si ricorda che il citato articolo 5 del d.lgs. 199/2021 definisce i **meccanismi di incentivo per le energie rinnovabili**, operando una distinzione in base alla taglia dell'impianto e della localizzazione efficiente in funzione dei fabbisogni di sistema e dello sviluppo efficiente delle reti. L'incentivo è erogato dal **GSE** sotto forma di tariffa sull'energia prodotta, immessa in rete o autoconsumata. La durata dell'incentivo copre la vita media utile convenzionale dell'impianto e decorre dall'entrata in esercizio. I fondi per il finanziamento degli incentivi provengono dagli oneri generali di sistema gestiti da ARERA.

L'accesso agli incentivi varia a seconda della dimensione e della tipologia dell'impianto:

- **grandi impianti (potenza > 1 MW)**: per questa categoria, l'incentivo è assegnato tramite **aste competitive al ribasso**: l'incentivo viene vinto dall'operatore che offre il maggior ribasso rispetto a una base d'asta.
- **piccoli impianti (potenza < 1 MW)**: per gli impianti di taglia ridotta, sono previste due diverse procedure di accesso:
 - **accesso diretto**, riservato agli impianti i cui costi di produzione sono già quasi competitivi sul mercato: l'incentivo si ottiene tramite una **semplice richiesta** al momento dell'entrata in funzione dell'impianto, previa verifica dei requisiti tecnici e ambientali;
 - **bandi specifici**, destinati a impianti **innovativi o con costi di produzione più alti**: per questi vengono aperti bandi periodici con

contingenti di potenza definita e l'accesso all'incentivo avviene tramite una graduatoria basata sul rispetto di requisiti tecnici, di tutela ambientale e territoriale, e di **efficienza dei costi**;

- **comunità energetiche e autoconsumo (potenza < 1 MW)**: è previsto un incentivo diretto alternativo, strutturato come una tariffa premio sull'energia **autoconsumata istantaneamente**.

L'articolo 5 stabilisce inoltre criteri specifici per indirizzare lo sviluppo tecnologico e territoriale. Nelle aste e nei bandi, viene data priorità (a parità di offerta) agli impianti situati in **aree idonee** o **zone di accelerazione**. Viene inoltre promosso l'abbinamento delle rinnovabili con sistemi di *storage* per migliorare la programmabilità della rete.

• ***La programmazione ed il monitoraggio degli interventi di sviluppo della RTN***

Il Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (RTN)

A fini ricostruttivi, si ricorda che la programmazione e i dati inerenti agli interventi di sviluppo e alle richieste di connessione sulla Rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN) confluiscono nel [Piano di sviluppo](#). Ai sensi dell'[articolo 36, comma 12](#), del d.lgs. n. 93/2011 (come da ultimo modificato dalla legge n. 214/2023), tale documento è predisposto con cadenza biennale da Terna.

Il predetto strumento di programmazione definisce le linee di sviluppo infrastrutturale per il decennio successivo, individuando le soluzioni alle criticità e alle congestioni di rete, e dettaglia gli investimenti da realizzare nel triennio programmatico. L'iter di approvazione prevede che il MASE adotti il Piano entro diciotto mesi dalla sua presentazione, previa acquisizione delle valutazioni di ARERA – da rendersi entro sei mesi – e del parere delle Regioni e delle Province autonome territorialmente interessate (da rendersi entro sessanta giorni, decorsi i quali il Ministero procede comunque all'approvazione). È inoltre fatto obbligo a Terna di presentare annualmente al MASE e all'ARERA un documento sintetico relativo agli interventi di sviluppo della rete.

Altre norme di rango primario in materia di programmazione degli interventi di sviluppo della RTN sono contenute all'[articolo 17](#) del d.lgs. n. 28/2011, laddove prevede, ai commi 1 e 2 l'individuazione in apposite sezioni del piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale:

degli interventi di realizzazione di opere di sviluppo funzionali all'immissione e al ritiro dell'energia prodotta da una pluralità di impianti non inserite nei preventivi di connessione;

degli interventi di potenziamento della rete che risultano necessari per assicurare l'immissione e il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile già in esercizio.

La convenzione annessa alla concessione rilasciata a Terna per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, da ultimo aggiornata con [D.M. 15 dicembre 2010](#), all'articolo 9 precisa ulteriormente i contenuti che il piano di sviluppo, predisposto nel rispetto degli indirizzi formulati dal MASE, deve contenere:

a) un'analisi costi-benefici degli interventi e l'individuazione degli interventi prioritari, in quanto in grado di dare il massimo apporto alla sicurezza del sistema, allo sviluppo dello scambio con l'estero e alla riduzione delle congestioni;

b) l'indicazione dei tempi previsti di esecuzione e dell'impegno economico preventivato;

c) una relazione sugli interventi effettuati nel corso dell'anno precedente con l'indicazione delle cause delle mancate realizzazioni o dei ritardi, dei tempi effettivi di realizzazione e dell'impegno economico sostenuto;

d) un impegno della concessionaria a conseguire un piano minimo di realizzazioni nel periodo di riferimento, con indicatori specifici di risultato, in particolare per quanto riguarda la riduzione delle congestioni;

e) un'apposita sezione relativa alle infrastrutture di rete per lo sviluppo delle fonti rinnovabili volta a favorire il raggiungimento degli obiettivi nazionali con il massimo sfruttamento della potenza installata, nel rispetto dei vincoli di sicurezza del sistema elettrico.

L'articolo 17 della convenzione annessa alla concessione impone, poi, a Terna l'obbligo di fornire al MASE, dietro sua richiesta, le informazioni e quant'altro il Ministero ritenga necessario al fine di assicurare il corretto svolgimento del servizio.

Il contesto strategico: PNIEC e PNRR

Sotto il profilo infrastrutturale e dell'interconnettività, la pianificazione nazionale si inserisce negli obiettivi fissati dal [PNIEC](#), che prevede il raggiungimento di un livello di interconnessione elettrica con l'estero pari ad almeno il 15 per cento entro il 2030.

In termini di capacità, si stima un incremento di circa [1.000 MW](#) entro il 2030 (principalmente tramite il progetto HVDC "[TUNITA](#)" con la Tunisia e l'ottimizzazione dei flussi con la Slovenia) e un ulteriore potenziamento di oltre 2.000 MW entro il 2040 (tramite la seconda interconnessione con la Grecia "[GRITA 2](#)" e nuovi collegamenti con Svizzera e Austria).

Parallelamente, il PNRR (Missione 2, Componente 2, Investimento 2.1) fissa specifici target per il rafforzamento delle reti intelligenti (*smart grid*). L'obiettivo prevede un incremento della capacità di rete per l'integrazione delle fonti rinnovabili pari ad almeno 1.000 MW entro il 31 dicembre 2024 (traguardo già ampiamente superato, con 1.812 MW di *hosting capacity* aggiuntiva registrati dal sistema Regis) e di 4.000 MW complessivi entro il 30 giugno 2026.

Il **comma 3** dell'articolo 7 del decreto-legge in conversione apporta poi una serie di modifiche al d.lgs. n. 190/2024, recante norme in materia di regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili (cd. [TU FER](#)), al fine – chiarisce la relazione illustrativa – di farvi confluire la nuova disciplina per il rilascio delle connessioni di impianti a fonti rinnovabili e di accumulo e di conferire al medesimo decreto le caratteristiche di testo atto a rappresentare univocamente il riferimento normativo "chiave" per le procedure che, *lato sensu*, riguardano la produzione di energia da fonti rinnovabili. Segnatamente, secondo la relazione del Governo, la disciplina delle connessioni degli impianti alla rete elettrica merita di trovare collocazione nel citato TU FER in considerazione della circostanza che, come visto, **le procedure di connessione rappresentano una**

fase fondamentale del processo di *permitting* delle fonti rinnovabili, prodromica all'avvio della procedura abilitativa semplificata e all'avvio del procedimento di autorizzazione unica.

Più nel dettaglio, il comma 3, alla **lettera a)** interviene sull'[articolo 4](#) del TU FER, introducendo le seguenti modifiche:

- Nel testo originario del decreto-legge, la disposizione si limitava a modificare la *lettera a)* del comma 1 per disporre l'esclusione delle attività di sviluppo e potenziamento della Rete di trasmissione nazionale (RTN) dal generale concetto di "realizzazione degli interventi". Nel corso dell'esame alla Camera, la disposizione è stata profondamente modificata. L'emendamento approvato ha sostituito integralmente la lettera *a)*, introducendo una nuova e più ampia definizione di "**intervento**". In particolare, il nuovo testo:
 - esplicita che l'intervento di costruzione ed esercizio delle fattispecie progettuali (di cui agli allegati A, B o C) ricomprende sempre, come parte integrante, anche le relative **opere connesse** e le infrastrutture **indispensabili** necessarie all'**immissione in rete dell'energia**;
 - conferma l'esclusione dal perimetro autorizzatorio dell'impianto FER delle attività di sviluppo e potenziamento della RTN (per le quali opera la disciplina specifica del nuovo articolo 10-*bis*, commi 8 e 10, introdotto dal decreto-legge in conversione);
 - estende tale esclusione procedimentale anche alle reti di distribuzione, qualora gli interventi di sviluppo o potenziamento siano realizzati autonomamente dai rispettivi gestori locali.
- viene inserita (con l'aggiunta di una lett. *d-bis*) al comma 1 dell'articolo 4) la definizione formale di **gestore del sistema di trasmissione nazionale**: tale soggetto è identificato nella società **Terna s.p.a.**, operando un rinvio al quadro normativo vigente che ne attribuisce le relative funzioni ([articolo 1-ter](#), comma 1, del D.L. 239/2003 e [D.P.C.M. 11 maggio 2004](#));
- viene inserita (con l'aggiunta di una lett. *d-ter*) al comma 1 dell'articolo 4) la definizione di **gestori del sistema di distribuzione**, individuati attraverso un rinvio all'[articolo 9](#) del d.lgs. 79/1999.

L'articolo 9 del d.lgs. n. 79/1999 disciplina l'attività di distribuzione dell'energia elettrica e i relativi obblighi in capo ai soggetti gestori. La nozione giuridica di "gestore del sistema di distribuzione" è recata dall'[articolo 2, comma 25-ter](#), del medesimo decreto, che lo definisce come la persona fisica o giuridica responsabile della gestione, della manutenzione e dello sviluppo del sistema in una data zona, nonché delle relative interconnessioni, con il compito di assicurare la capacità a lungo termine del sistema di soddisfare ragionevoli richieste di distribuzione.

Sotto il profilo operativo, l'articolo 9 **impone alle imprese distributrici l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta**. Nell'erogazione del servizio è fatto divieto di porre in essere comportamenti discriminatori tra gli utenti (ivi incluse le comunità energetiche rinnovabili - CER).

Tale obbligo di connessione è tuttavia subordinato alla condizione che non venga compromessa la continuità del servizio e che risultino rispettate le regole tecniche e le deliberazioni adottate da ARERA in materia di tariffe, contributi e oneri di sistema.

Per quanto concerne il regime concessorio, le imprese distributrici già operanti alla data di entrata in vigore del decreto (comprese le società cooperative di produzione e distribuzione, per la quota di energia diversa da quella destinata ai propri soci) hanno proseguito l'esercizio del servizio sulla base delle concessioni originariamente rilasciate dal predetto anno 2001 e la cui scadenza è fissata al 31 dicembre 2030.

In vista della scadenza del 2030, la normativa prevede che il rilascio delle nuove concessioni avvenga tramite procedure di **gara**, da indirsi non oltre il quinquennio antecedente il termine di scadenza, nel rigoroso rispetto della disciplina nazionale e unionale in materia di contratti pubblici. Le modalità, le condizioni e i criteri per l'affidamento del servizio (compresi i meccanismi di remunerazione degli investimenti effettuati dal concessionario uscente) saranno definiti mediante apposito regolamento ministeriale.

Le **lettere a-bis) e a-ter)**, introdotte nel corso dell'esame alla Camera, unitamente ad ulteriori modifiche, intervengono sul d.lgs. n. 190/2024 per ridefinire le tempistiche e le procedure relative all'autorizzazione dei progetti.

In particolare, la **lettera a-bis)** aggiunge un **nuovo comma 12-ter all'articolo 8** del d.lgs. n. 190/2024, inserendo un preciso limite temporale per il soggetto proponente per la presentazione della **PAS**.

Si ricorda che l'articolo 8, ai commi 12 e 12-*bis* del d.lgs. n. 190/2024, prescrive che qualora un progetto rientri nel campo di applicazione della valutazione di incidenza ambientale (VINCA) o necessiti di specifici interventi edilizi (ai sensi dell'art. 10 del d.P.R. n. 380/2001), il proponente debba obbligatoriamente acquisire le relative determinazioni o il titolo edilizio prima della presentazione al comune del progetto stesso per la PAS.

Se il progetto richiede sia la VINCA sia il titolo edilizio, la valutazione ambientale è preventiva all'acquisizione del titolo costruttivo.

Il nuovo comma 12-*ter* dispone che, in tali casi, il soggetto proponente presenti la PAS **entro il termine perentorio di novanta giorni** dalla data di acquisizione della VINCA o del titolo edilizio.

Conseguentemente, la **lettera a-ter)**, anch'essa introdotta dalla Camera, reca modifiche di coordinamento all'articolo 10 del d.lgs n. 190/2024.

Nella sua formulazione vigente, il comma 3 dell'articolo 10 prevede che il titolare di una concessione presenti la PAS o l'istanza di AU entro il termine perentorio di novanta giorni dal rilascio della concessione, a pena di decadenza. Il combinato disposto con l'articolo 8, commi 12 e 12-*bis* – che impone l'acquisizione della

VINCA o del titolo edilizio prima della presentazione del progetto per la PAS –, rende difficoltoso il rispetto del termine di novanta giorni, con il conseguente rischio di decadenza delle concessioni.

La modifica in esame prevede che, nei casi in cui sia necessaria una preventiva VINCA o l'acquisizione del titolo edilizio, sia sufficiente presentare **l'istanza di avvio della VINCA o la richiesta del titolo edilizio** entro il termine perentorio di novanta giorni dalla concessione dell'area.

Si dispone inoltre che, sull'area oggetto della concessione, non sia consentita la realizzazione di opere o interventi incompatibili con quelli oggetto della PAS o dell'AU **fino all'acquisizione dell'efficacia della PAS** o dell'AU medesima. Nella formulazione vigente, il divieto di interventi incompatibili opera per il periodo di durata della PAS o del procedimento di AU.

La **lettera c-ter), n. 2)**, introduce altresì un nuovo **comma 7-bis all'articolo 14** del d.lgs. n. 190/2024, il quale prevede che, ai fini del computo dei predetti novanta giorni, si consideri la data posteriore tra la data di accettazione della concessione (di cui all'articolo 10-*bis*) e la data di rilascio della concessione (di cui all'articolo 10).

Tali innovazioni comportano ulteriori modifiche di coordinamento al nuovo articolo 10-*bis*, introdotto dal decreto-legge in esame (v. *infra*).

La **lettera b)** del comma 3 introduce poi un **nuovo articolo 10-bis** all'interno del d.lgs. n. 190/2024 (il più volte TU FER), con l'obiettivo di definire nuove regole per le connessioni alla rete elettrica.

Il nuovo articolo 10-*bis* è composto da **11 commi**, di cui di seguito si dettagliano gli aspetti.

Il **comma 1** del nuovo articolo 10-*bis* definisce i **criteri** sulla base dei quali **ARERA aggiorna le condizioni tecniche** ed economiche e le **procedure per le connessioni** alla rete elettrica degli impianti a FER e da accumuli, fatta eccezione per quelli *off-shore*. L'aggiornamento è effettuato entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto-legge.

In particolare, la lett. *a)* del comma 1 del nuovo articolo 10-*bis* dispone che l'aggiornamento effettuato da ARERA preveda che **Terna**:

- 1) sia autorizzata a rilasciare soluzioni di connessione afferenti ad un punto di connessione **anche oltre la capacità massima** accoglibile nel punto stesso;
- 2) allochi la capacità di rete disponibile e rilasci soluzioni di connessione attraverso **procedure trasparenti** e non discriminatorie;
- 3) assegni la capacità di rete disponibile ai soggetti risultati assegnatari nell'ambito delle predette procedure, a condizione che siano in possesso della PAS o dell'Autorizzazione unica (disciplinate, rispettivamente, dagli [articoli 8 e 9](#) del d.lgs. n. 190/2024);
- 4) pianifichi soluzioni di connessione considerando la massima capacità per porzione di rete, nonché un obiettivo generale di rafforzamento della competitività delle procedure (di cui all'[articolo 5](#) del d.lgs. n. 199/2021).

Per quanto concerne i **gestori del sistema di distribuzione** (lett. *b*) del comma 1 del nuovo articolo 10-*bis*), la nuova disciplina dell'ARERA deve consentire loro di:

- 1) rilasciare, con procedure trasparenti e non discriminatorie, soluzioni di connessione sulle reti di propria competenza anche in **eccesso** rispetto alla capacità massima accoglibile di un determinato punto di connessione;
- 2) rilasciare soluzioni di connessione sulle reti di bassa tensione anche per impianti che entrino in esercizio prima della realizzazione degli interventi eventualmente necessari sulle reti di alta e altissima tensione.

In sostanza, chiarisce la relazione illustrativa di accompagnamento all'A.C. 2809, **i nuovi criteri dettati da ARERA permetteranno di dimensionare e progettare le soluzioni di connessione sulla base di soluzioni “complessive”**, definite in modo più efficiente, e tali da poter accogliere una capacità complessivamente superiore a quella stabilita per il raggiungimento degli obiettivi di *burden sharing*, in quanto dimensionate in eccesso di capacità: questo approccio – prosegue la relazione – dovrebbe quindi consentire di definire **le soluzioni di connessione microzonali**, da assegnare con un meccanismo di *open season* (procedure di allocazione trasparenti e non discriminatorie).

La lett. *c*) del comma 1 del nuovo articolo 10-*bis* aggiunge poi che l'aggiornamento effettuato da ARERA preveda ogni misura utile a garantire, nel quadro dei principi, delle finalità e delle attribuzioni stabilite dalla [legge n. 481/1995](#), istitutiva delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità, **un'efficiente gestione della capacità della rete**, anche mediante misure decadenziali delle soluzioni di connessione in caso di esito negativo delle procedure abilitative o autorizzatorie o di mancato rispetto del termine di 90 giorni di cui al successivo comma 7 dell'articolo 11 qui in commento.

Infine, il comma 1 del nuovo articolo 10-*bis* introduce una specifica **clausola di esenzione**: i gestori del sistema di distribuzione sono esonerati dalle procedure competitive di assegnazione della capacità gestite da Terna (di cui ai predetti numeri 2) e 3) della lett. *a*)), limitatamente alle richieste di connessione finalizzate alla realizzazione di nuovi impianti di distribuzione elettrica o al potenziamento e ampliamento di quelli preesistenti.

Il **comma 2** del nuovo articolo 10-*bis* introduce una **disciplina transitoria**. Si stabilisce che, **nelle more** dell'adozione dei provvedimenti regolatori di ARERA previsti dal comma 1, Terna e i gestori del sistema di distribuzione hanno facoltà di rilasciare soluzioni di connessione relative a uno specifico punto della rete elettrica nazionale **anche in eccedenza** rispetto alla capacità massima accoglibile nel medesimo punto: qualora poi il processo di *permitting* non dovesse proseguire, spiega la relazione illustrativa, tali soluzioni rimarrebbero indicative e non vincolanti. Lo scopo di tale norma sarebbe quello di non bloccare il processo di *permitting* delle FER nelle more dell'entrata in vigore di questa riforma, **evitando** il ricorso da parte dei gestori all'attuale prassi dei **tavoli tecnici** che, come riferisce

la relazione del Governo, rappresentano un notevole danno allo sviluppo delle FER e delle reti, producendo spesso una sovrapianificazione da parte dei gestori.

Il **comma 3** del nuovo articolo 10-*bis* dispone, a decorrere dalla data di pubblicazione dei suddetti provvedimenti dell'ARERA, la **perdita di efficacia** delle soluzioni di connessione (STMG) già rilasciate (e non ancora validate da Terna) afferenti a progetti di impianti a FER o a sistemi di accumulo **che non risultino ancora abilitati o autorizzati**. Terna è tenuta a comunicare tale intervenuta inefficacia sia ai soggetti interessati sia alle autorità competenti. A tutela dei proponenti, la norma fa salvo il diritto di partecipare alle nuove procedure di allocazione della capacità di rete delineate dal comma 1. Contestualmente, si demanda all'ARERA la definizione delle modalità per la restituzione o la rimodulazione dei corrispettivi di connessione precedentemente versati dai titolari delle soluzioni decadute.

Il **comma 4** del nuovo articolo 10-*bis* prescrive a Terna di tenere conto, nell'ambito delle proprie attività di pianificazione territoriale e nelle diverse fasi procedurali (autorizzazione al rilascio, allocazione e assegnazione definitiva della capacità di rete), di specifiche soluzioni di connessione preesistenti relative a progetti di impianti a FER che abbiano ottenuto un provvedimento di esenzione dalla valutazione di impatto ambientale (VIA) ovvero un provvedimento di VIA favorevole, a condizione che i progetti medesimi siano stati sottoposti al giudizio di compatibilità ambientale corredati del progetto tecnico della soluzione di connessione, comprensivo degli interventi di sviluppo e potenziamento della RTN. Secondo la relazione illustrativa, questa previsione si giustifica alla luce dell'importanza che il vaglio di compatibilità ambientale assume ai fini della concreta realizzabilità di un determinato progetto.

Secondo quanto previsto dal **comma 5** del nuovo articolo 10-*bis* anche nelle ipotesi in cui le soluzioni di connessione non incorrano nella perdita di efficacia ai sensi dei commi precedenti, Terna è autorizzata ad assegnare in via definitiva la capacità di rete esclusivamente in favore di progetti che risultino formalmente abilitati o autorizzati.

Il **comma 6** del nuovo articolo 10-*bis* introduce una **clausola di salvaguardia per i procedimenti amministrativi in corso**, al fine di assicurare – spiega la relazione illustrativa – che, nelle more del rilascio delle soluzioni di connessione secondo le nuove procedure di *open season*, la perdita di efficacia ai sensi del comma 3 non metta nel nulla gli approdi a cui siano già pervenuti eventuali procedimenti amministrativi. Si dispone in particolare che, nelle more del rilascio delle nuove soluzioni di connessione, **la perdita di efficacia dei titoli** (prevista dal precedente comma 3) **non costituisce causa di archiviazione o di rigetto** delle istanze finalizzate all'ottenimento dei titoli abilitativi o autorizzatori – comprese le valutazioni ambientali – qualora queste risultino già presentate alla data di

pubblicazione dei provvedimenti di aggiornamento di ARERA. Per i procedimenti già in corso e interessati dalla suddetta perdita di efficacia, i termini di legge riprendono a decorrere dal momento in cui il proponente presenta la documentazione relativa alla nuova soluzione di connessione rilasciata da Terna. In tale evenienza, la norma fa salve le attività istruttorie già regolarmente compiute per gli aspetti non inerenti alla soluzione di connessione. A livello regolatorio, ARERA è tenuta ad assicurare che le procedure di allocazione della capacità (di cui al comma 1) si svolgano con una cadenza temporale idonea a consentire la tempestiva acquisizione delle nuove soluzioni.

Il **comma 7** del nuovo articolo 10-*bis* prescrive che il proponente presenti l'istanza per la PAS o per l'autorizzazione unica entro il termine di **novanta giorni** dalla data di accettazione della soluzione di connessione.

Con modifica introdotta dalla Camera, si prevede nei casi di cui ai commi 12 e 12-*bis* dell'articolo 8 – ossia per i progetti soggetti a valutazione di incidenza ambientale (VINCA) o ad acquisizione preventiva del titolo edilizio – la soluzione di connessione alla rete non decada qualora il proponente, entro il medesimo termine di novanta giorni, presenti alle autorità competenti l'istanza per l'avvio della procedura di valutazione di incidenza ambientale o per l'acquisizione del titolo edilizio.

La norma istituisce inoltre un **vincolo di accessorietà tra i titoli**: qualora si verifichi la decadenza del titolo abilitativo (derivante da PAS) o dell'autorizzazione unica, perdono conseguentemente efficacia anche le relative soluzioni di connessione. In particolare, per quanto riguarda la procedura di PAS, il titolo abilitativo decade se la realizzazione degli interventi (di cui all'allegato B del TU FER) non viene avviata entro due anni dal perfezionamento della PAS, o se i lavori non sono conclusi entro tre anni dall'avvio della realizzazione. Inoltre, qualora un intervento autorizzato tramite PAS non sia stato completato e il titolo sia decaduto, la realizzazione della parte non ultimata dell'intervento è subordinata a una nuova richiesta di rilascio della soluzione di connessione. Il provvedimento autorizzatorio unico invece decade in caso di mancato avvio della realizzazione degli interventi (di cui all'allegato C del TU FER) o di mancata entrata in esercizio dell'impianto entro i termini stabiliti nella determinazione conclusiva (che comunque non può essere inferiore a cinque anni).

Il **comma 8** del nuovo articolo 10-*bis* definisce i criteri e le procedure per l'autorizzazione degli **interventi di sviluppo e potenziamento della rete di trasmissione nazionale** (RTN) funzionali agli impianti alimentati a FER o ai sistemi di accumulo, con l'esclusione degli impianti *off-shore*. Si prevede che tali interventi siano autorizzati su istanza di Terna, ai sensi delle procedure di cui al [decreto-legge n. 239/2003](#) (fatto salvo il regime speciale per l'affidamento dei lavori, disciplinato dal successivo comma 9, per cui si veda subito dopo). La disposizione precisa altresì le regole applicabili su base territoriale:

- qualora gli interventi ricadano nelle cd. **aree idonee** (ai sensi dell'[articolo 11-bis](#) del TU FER), si applicano le procedure semplificate previste dall'articolo 11-*quater* del TU FER;
- qualora gli interventi ricadano nelle cd. **zone di accelerazione** (ai sensi dell'articolo 12 del TU FER), trova applicazione la specifica disciplina posta dal comma 10 del medesimo articolo 12.

Il **comma 9** introduce una specifica **deroga** al regime autorizzatorio delineato dal precedente comma 8 per gli interventi di sviluppo della RTN. Tale deroga si applica qualora le soluzioni di connessione risultino già validate da Terna e siano afferenti a progetti di impianti alimentati a FER o di sistemi di accumulo per i quali, alla data di pubblicazione dei provvedimenti attuativi dell'ARERA, i procedimenti abilitativi o autorizzatori siano già stati formalmente avviati. In tali fattispecie, è fatta comunque salva la facoltà per i proponenti di richiedere, congiuntamente a Terna, l'applicazione della procedura ordinaria (descritta al citato comma 8).

A fini ricostruttivi, si ricorda che **la costruzione e l'esercizio degli elettrodotti facenti parte della RTN** sono assoggettati a un quadro normativo differenziato, basato su un *iter* ordinario e su regimi speciali in base alla localizzazione.

Ai sensi del citato [articolo 1-sexies](#) del D.L. n. 239/2003 la costruzione e l'esercizio degli elettrodotti facenti parte della rete nazionale di trasporto dell'energia elettrica sono soggetti a un'**autorizzazione unica** comprendente tutte le opere connesse e le infrastrutture indispensabili all'esercizio degli stessi, **rilasciata dal Ministero delle imprese e del made in Italy di concerto con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica**, previa intesa con la regione o le regioni interessate, la quale sostituisce autorizzazioni, concessioni, nulla osta e atti di assenso comunque denominati previsti dalle norme vigenti e comprende ogni opera o intervento necessari alla risoluzione delle interferenze con altre infrastrutture esistenti (comma 1).

L'autorizzazione unica:

- indica le prescrizioni e gli obblighi a carico del proponente per garantire il coordinamento e la salvaguardia del sistema energetico e la tutela ambientale, stabilendo anche un termine per la realizzazione;
- dichiara l'opera di pubblica utilità, indifferibile e urgente, e può includere la dichiarazione di inamovibilità e l'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio, in conformità al D.P.R. n. 327/2001;
- Se l'opera comporta variazioni agli strumenti urbanistici, l'autorizzazione ha **effetto di variante urbanistica** (comma 2).

È previsto che la procedura di autorizzazione unica si concluda entro 180 giorni e si svolga nel rispetto dei principi di semplificazione della Legge n. 241/1990. La procedura può essere avviata anche con un progetto preliminare che evidenzia le aree potenzialmente interessate. Al procedimento partecipano il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica

e le altre amministrazioni interessate, nonché i soggetti preposti ad esprimersi in relazione ad eventuali interferenze con altre infrastrutture esistenti. Le regioni interessate esprimono i propri pareri in materia di esproprio per pubblica utilità⁶ in sede di conferenza di servizi (comma 3).

Se l'opera è soggetta a VIA, l'esito positivo di tale valutazione è parte integrante e condizione necessaria dell'autorizzazione. L'istruttoria si conclude una volta acquisita la VIA (o la verifica di assoggettabilità a VIA) e, in ogni caso, entro il termine di 180 giorni. Per i procedimenti non soggetti a VIA, il termine si riduce a 120 giorni dalla presentazione della domanda (comma 4).

In caso di mancata intesa con le regioni interessate, entro 90 giorni dalla scadenza del termine del procedimento autorizzatorio unico (180 giorni), viene istituito un comitato interistituzionale per raggiungere l'intesa. In caso di ulteriore mancato raggiungimento dell'intesa, entro ulteriori 60 giorni, l'autorizzazione è rilasciata con decreto del Presidente della Repubblica, previa delibera del Consiglio dei ministri (integrato con la partecipazione del presidente della regione o delle regioni interessate) (comma 4-*bis*).

I gestori e i titolari di beni e aree demaniali, nonché di talune infrastrutture, linee di telecomunicazione e gasdotti interessati dal passaggio di opere della RTN sono tenuti a indicare le modalità di attraversamento degli impianti autorizzati. Alle linee elettriche e agli impianti della rete elettrica nazionale, anche in termini di distanze, si applicano le disposizioni di cui al [D.M. 21 marzo 1988](#) (comma 4-*bis*.1).

L'autorizzazione unica ha efficacia temporale non inferiore a cinque anni, con possibilità di proroga da parte dell'autorità competente (comma 4-*bis*.2).

Per quanto riguarda gli interventi in **aree idonee**, trova applicazione il procedimento di cui all'[articolo 11-*quater*](#) del d.lgs. n. 190/2024. Più precisamente, per le infrastrutture elettriche di connessione degli impianti a FER e quelle necessarie per lo sviluppo della rete elettrica nazionale, il parere dell'autorità paesaggistica è obbligatorio ma non vincolante. Inoltre, i termini per il procedimento di autorizzazione unica sono ridotti di un terzo.

Infine, per quanto riguarda gli interventi in **zone di accelerazione**, trova applicazione l'[articolo 12, comma 10](#) del d.lgs. n. 190/2024, che prevede:

- il parere obbligatorio e non vincolante da parte dell'autorità competente in materia paesaggistica per gli interventi in attività libera e PAS;
- qualora gli interventi ricadano nel regime di autorizzazione unica, si applicano le disposizioni del già citato articolo 11-*quater*;
- inoltre, non si applicano le procedure di VIA, a condizione che il progetto contempli le misure di mitigazione stabilite in sede di valutazione ambientale strategica dei piani di individuazione delle zone di accelerazione terrestri e marine.

⁶ Di cui all'articolo 4, comma 1-*ter* del D.P.R. n. 327/2001.

Il **comma 10** del nuovo articolo 10-*bis* introduce un regime amministrativo semplificato per specifici interventi di sviluppo e potenziamento della RTN, qualora questi risultino funzionali agli impianti alimentati a fonti energetiche rinnovabili (FER) o ai sistemi di accumulo e siano realizzati su impulso di Terna. Nello specifico, la norma dispone che i seguenti interventi, a condizione che insistano su aree prive di vincoli ai sensi della parte seconda o terza del Codice dei beni culturali e del paesaggio (d.lgs. n. 42/2004), sono realizzabili mediante la procedura della **denuncia di inizio attività (DIA)** (disciplinata dall'articolo 1-*sexies* del D.L. n. 239/2003):

- a) adeguamento o ampliamento di **stazioni elettriche esistenti**;
- b) costruzione di **nuove** stazioni in aree industriali dismesse (anche parzialmente);
- c) **raccordi** alla RTN con limiti di lunghezza specifici, non oltre 3 chilometri per linee aeree e non oltre 12 chilometri per cavi interrati;
- d) ammodernamento e potenziamento di **elettrodotti** già esistenti, che possono seguire lo stesso tracciato o discostarsene per un massimo di sessanta metri lineari; l'altezza utile dei sostegni non può essere aumentata di oltre il 30%.

Sotto il profilo patrimoniale, il **comma 11** stabilisce che Terna sia tenuta ad allegare alla predetta DIA una dichiarazione attestante la legittima disponibilità delle superfici interessate dai lavori. La norma precisa che l'acquisizione di tale disponibilità avviene in deroga alla disciplina generale in materia di espropriazione per pubblica utilità, recata dal D.P.R. n. 327/2001.

A fini ricostruttivi, si ricorda che l'istituto della DIA nel settore elettrico (regolato dal già citato [articolo 1-*sexies*](#) del D.L. n. 239/2003) costituisce parte integrante del provvedimento di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'opera principale.

Il procedimento prevede che il gestore della rete (Terna) trasmetta la DIA – corredata da una relazione tecnica asseverata – al Ministero delle imprese e del *made in Italy* (MIMIT) e ai Comuni territorialmente interessati, con un preavviso di almeno 30 giorni rispetto all'effettivo inizio dei lavori. La sussistenza del titolo è comprovata dalla copia della denuncia recante la data di ricezione, l'elenco dei documenti allegati e le asseverazioni richieste. Entro il termine di 30 giorni, il Comune può segnalare al Ministero l'eventuale carenza dei presupposti normativi; conseguentemente, il MIMIT ha facoltà di inibire l'intervento con provvedimento motivato (fatta salva la possibilità per il proponente di ripresentare l'istanza emendata). Ad opere concluse, è prescritta la trasmissione al Ministero di un certificato di collaudo finale attestante la conformità dell'intervento al progetto originario.

Le successive **lettere c), d) e), f)** del comma 3 dell'articolo 7 del decreto-legge in esame apportano modifiche di coordinamento all'articolo 11-*quater* nonché agli allegati A, B e C del d.lgs. n. 190/2024 (TU FER).

In particolare, con la lettera *c)*, n. 1, all'articolo 11-*quater*, comma 2, si precisa che la procedura semplificata di cui al comma 1 si applica anche per gli interventi delle reti di distribuzione in aree idonee.

Con modifica introdotta dalla Camera, lettera *c)*, n. 2, novella il comma 3 dell'articolo 11-*quater*. Nella sua formulazione vigente, la norma prevede che il regime semplificato per gli interventi in attività libera e PAS in aree idonee si applichi esclusivamente qualora l'impianto a FER **ricada interamente** in un'area classificata come idonea. La modifica dispone che il regime semplificato si applichi all'intero intervento – comprensivo, ai sensi del medesimo decreto, delle relative opere connesse e delle infrastrutture indispensabili all'immissione in rete dell'energia – indipendentemente dall'ubicazione delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili.

In sostanza, il regime autorizzativo applicabile viene determinato esclusivamente dalla localizzazione dell'impianto di generazione: qualora questo ricada in area idonea, la disciplina semplificata si estende all'intera realizzazione dell'intervento, a prescindere dalla collocazione delle opere connesse.

Si segnala che una previsione di analogo tenore era contenuta nell'abrogato articolo 22, comma 1-*ter*, del d.lgs. n. 199/2021.

Con le lettere *d)*, *e)* ed *f)*, agli allegati A, B, e C vengono invece eliminati i riferimenti alla rete di trasmissione nazionale, il cui iter autorizzatorio viene ad essere normato dal nuovo articolo 10-*bis*, descritto in precedenza. L'intervento si rende necessario perché, come ricordato dalla relazione illustrativa, il d.lgs. n. 178/2025 ha corretto e integrato il d.lgs. n. 190/2024, inserendo all'articolo 4 del TU FER delle definizioni di **opere connesse e infrastrutture indispensabili**, pertanto, le opere connesse e le infrastrutture indispensabili costituiscono oggetto della disciplina e dei relativi regimi amministrativi applicabili in base alle diverse tipologie di intervento riportate negli allegati A, B e C. In pratica ai sensi di tale integrazione, nel caso di impianti collegati alla rete di distribuzione, saranno oggetto di attività libera, PAS o AU tutti gli interventi per la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, ivi compresi quelli di accumulo e gli elettrolizzatori, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale degli stessi impianti, nonché per le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dei medesimi impianti. L'unica eccezione viene ora prevista nel TU FER – grazie alle citate modifiche apportate dal decreto-legge – per le opere di sviluppo e potenziamento RTN relativi a impianti da fonti rinnovabili o da accumuli, che ai sensi dei commi 8 e 10 del nuovo articolo 10-*bis* saranno in capo a Terna e autorizzate dal MASE ai sensi del decreto-legge n. 239/2003.

Nel corso dell'esame alla Camera, è stata altresì introdotta la **lettera c-bis)**, recante modifiche all'articolo 12, comma 2, del d.lgs. n. 190/2024.

Si ricorda che l'articolo 12 del d.lgs. n. 190/2024 disciplina le attività propedeutiche all'individuazione delle cosiddette "zone di accelerazione" per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili. Il comma 2 prevede che il Gestore dei Servizi Energetici (GSE), al fine di effettuare la mappatura del territorio nazionale, si avvalga delle informazioni e dei dati contenuti in diverse piattaforme informatiche, tra cui il sistema **GAUDÌ** (Gestione delle anagrafiche uniche degli impianti di produzione).

La medesima disposizione impone all'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) di adottare specifiche misure per l'implementazione del sistema GAUDÌ, affinché vi siano ricompresi anche i dati relativi alle concessioni di derivazione idroelettrica e di coltivazione geotermoelettrica, incluse le informazioni sulla durata delle stesse. L'obbligo è esteso anche alle concessioni già in esercizio alla data di entrata in vigore del decreto legislativo.

La modifica in esame interviene sul perimetro di tali dati: rispetto alla formulazione vigente – che limita il tracciamento alle informazioni relative alla durata delle concessioni – si stabilisce che debbano essere inserite nel sistema anche le informazioni relative alla **scadenza** delle concessioni medesime.

Con ulteriore modifica introdotta dalla Camera, la **lettera c-ter), n. 1)**, apporta modifiche di coordinamento normativo all'**articolo 14, comma 7**, del d.lgs. n. 190/2024, conseguenti alle novelle recate dal d.lgs. n. 178/2025.

In particolare, si dispone la soppressione delle parole “, nei casi di cui all'articolo 9, comma 14,” all'interno del comma 7 dell'articolo 14.

Si ricorda che tale disposizione stabilisce che eventuali nuovi vincoli culturali o paesaggistici apposti su un'area – nuove dichiarazioni o verifiche ai sensi degli articoli 12, 13 e 140 del d.lgs. n. 42/2004 – non producano effetto sui progetti FER che abbiano già ottenuto l'abilitazione ovvero il provvedimento favorevole di valutazione ambientale prima dell'avvio del procedimento di vincolo. Nella formulazione vigente, quest'ultima previsione è circoscritta ai casi di cui all'articolo 9, comma 14, il quale consentiva al proponente di richiedere il rilascio della VIA al di fuori del procedimento autorizzatorio unico. Poiché il comma 14 dell'articolo 9 è stato abrogato dall'articolo 8, comma 1, lettera o), del d.lgs. n. 178/2025, la soppressione dell'inciso costituisce un intervento di coordinamento formale volto ad adeguare il testo dell'articolo 14 all'intervenuta abrogazione.

Da ultimo, il **comma 4** dell'articolo 7 del decreto-legge in esame stabilisce che, con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri da adottarsi entro il 30 aprile di ciascun anno, vengano determinati gli **indirizzi strategici nazionali in materia di sviluppo territoriale e industriale, nonché di tutela energetica a beneficio di famiglie e imprese**. Le autorità competenti sono tenute a conformarsi a tali indirizzi nell'adozione delle determinazioni e delle valutazioni concernenti lo sviluppo delle infrastrutture energetiche.

Articolo 8

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

L'articolo 8, integrato durante l'esame parlamentare, prevede un **procedimento unico per autorizzare centri dati** e relative connessioni elettriche.

L'autorizzazione è **rilasciata** secondo il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (**dallo Stato** oltre 300 MW, da **regioni o province** tra 50 e 300 MW), **dura fino a 10 mesi prorogabili** e comprende tutte le autorizzazioni necessarie.

Per i **progetti strategici** relativi ai centri dati si applica **una procedura speciale**. Non comporta nuovi oneri finanziari.

Il **comma 1, modificato dalla Camera**, disciplina il rilascio dell'autorizzazione, stabilendo che l'**autorizzazione** per la **realizzazione**, l'**ampliamento** e (in base a quanto precisato **durante l'esame parlamentare**) l'**esercizio** dei **centri dati**, nonché delle relative reti di connessione di utenza, di qualunque tensione, è **rilasciata**, nell'ambito di un **procedimento unico**, dall'**autorità competente** al rilascio dell'**autorizzazione integrata ambientale** (AIA).

Il centro dati – o *data center* – è una struttura che ospita l'infrastruttura per la creazione, l'esecuzione e la fornitura di applicazioni e servizi di archiviazione e gestione dei dati informatici. Come tale, il centro dati è tra le infrastrutture più energivore e necessita di alimentazione continuativa per garantire il funzionamento ininterrotto dei servizi digitali. Al riguardo, si ricorda che il [regolamento delegato \(UE\) 2024/1364](#) della Commissione europea (sulla prima fase dell'istituzione di un sistema comune di classificazione dell'Unione per i centri dati) ha individuato – ai numeri 1), 2) e 3) dell'art. 2 – le tre diverse definizioni di **centri dati**, di seguito elencate:

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

Relativamente all'autorità competente al rilascio dell'autorizzazione per la realizzazione e l'ampliamento dei centri dati, nonché delle relative reti di connessione di utenza, di qualunque tensione, si applicano le disposizioni dettate

dal decreto legislativo n. 152/2006 (cd. Codice dell'ambiente) in tema di rilascio dell'AIA.

Sono sottoposti ad AIA in **sede statale** (Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica) i progetti relativi alle attività di cui all'[Allegato XII](#) del medesimo decreto e loro modifiche sostanziali (**articolo 7, comma 4-bis**), mentre sono sottoposti ad AIA secondo le disposizioni delle **leggi regionali e provinciali** i progetti di cui all'[Allegato VIII](#) del Codice dell'ambiente che non risultano ricompresi anche nell'allegato XII del decreto e loro modifiche sostanziali (**articolo 7, comma 4-ter**). Di conseguenza, l'autorizzazione per la realizzazione e l'ampliamento dei centri dati, nonché delle relative reti di connessione di utenza, di qualunque tensione, viene rilasciata in **sede statale** (Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica) se la potenza termica nominale a supporto dei centri dati è **maggiore di 300 MW** (Punto 2 dell'Allegato XII alla parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152) e dalle **Regioni** o dalle **Province** se la potenza termica nominale dei gruppi di emergenza a supporto dei centri dati è compresa tra **50 e 300 MW** (Punto 1.1 dell'Allegato VIII alla parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152).

Con specifico riferimento agli *iter* autorizzativi, si ricorda che la [Strategia per l'attrazione degli investimenti esteri nei data center](#), pubblicata a novembre 2025 dal Ministero delle imprese e del *made in Italy*, individua tra le principali criticità per lo sviluppo del comparto la complessità e la disomogeneità dei procedimenti autorizzatori, nonché l'incertezza dei relativi tempi di conclusione.

In tale prospettiva, si rammenta che il 24 febbraio 2026 è stata approvata in prima lettura alla Camera dei deputati la proposta di legge recante la “Delega al Governo per l'organizzazione, la realizzazione, lo sviluppo e il potenziamento dei centri di elaborazione dati” ([T.U. 1928 - 2083 - 2091 - 2152 - 2194-A/R](#)). I principi e criteri direttivi della citata proposta includono, tra l'altro:

- la previsione di **procedimenti amministrativi unici e semplificati**, uniformi sull'intero territorio nazionale, per la valutazione e l'approvazione dei progetti di nuovi centri di elaborazione dati nonché di ristrutturazione o ampliamento di quelli esistenti (*lettera c*), comma 1, articolo 3);
- la qualificazione dei relativi progetti quali opere di pubblica utilità, indifferibili e urgenti, di prevalente interesse pubblico nella ponderazione procedimentale degli interessi, anche ai fini della **semplificazione delle procedure di valutazione di impatto ambientale (VIA) e di autorizzazione integrata ambientale (AIA)** (*lettera d*), comma 1 dell'articolo 3);
- l'introduzione, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, di misure di semplificazione alle norme e agli strumenti urbanistici per l'attuazione degli interventi necessari alla realizzazione dei centri di elaborazione dati, al contempo rafforzando la Commissione tecnica VIA e VAS (*lettera e*), comma 1 dell'articolo 3).

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

Il **comma 2** precisa che, per assicurare il rispetto del principio di **adeguatezza**, nei casi in cui la competenza è delle regioni o delle province (articolo 7, comma 4-ter, del decreto legislativo n. 152/2006) la funzione di autorità competente di cui al comma 1 del presente articolo **non può essere delegata o attribuita** a enti di livello **sub provinciale**.

Il **comma 3** dispone che il proponente deve allegare all'**istanza di autorizzazione** unica di cui al comma 1 la **documentazione** e gli **elaborati progettuali** previsti dalle normative di settore per il rilascio delle autorizzazioni, in particolare:

- intese; licenze, pareri, concerti;
- *nulla osta* e assensi, comunque denominati, inclusi quelli per l'AIA;
- valutazione di impatto ambientale;
- autorizzazione paesaggistica o culturale, per l'utilizzo delle acque ovvero per le emissioni atmosferiche, ivi compresa, così come stabilito **alla Camera**, la verifica di conformità urbanistica ai piani comunali.

Inoltre, nei casi di progetti sottoposti a valutazione di impatto ambientale (VIA), l'istanza deve contenere anche l'**avviso al pubblico** di cui all'articolo 24, comma 2, del decreto legislativo n. 152 del 2006, indicando altresì ogni autorizzazione, intesa, parere, concerto, *nulla osta*, o atti di assenso richiesti.

Si ricorda che, ai sensi dell'articolo 24, comma 2 succitato, l'avviso al pubblico, predisposto dal proponente, è **pubblicato a cura dell'autorità competente** e ne è data comunque informazione nell'albo pretorio informatico delle amministrazioni comunali territorialmente interessate. L'avviso al pubblico deve indicare almeno:

- a) il proponente, la denominazione del progetto e la tipologia di procedura autorizzativa necessaria ai fini della realizzazione del progetto;
- b) l'avvenuta presentazione dell'istanza di VIA e l'eventuale applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 32;
- c) la localizzazione e una breve descrizione del progetto e dei suoi possibili principali impatti ambientali;
- d) l'indirizzo *web* e le modalità per la consultazione della documentazione e degli atti predisposti dal proponente nella loro interezza;
- e) i termini e le specifiche modalità per la partecipazione del pubblico;
- f) l'eventuale necessità della valutazione di incidenza a norma dell'articolo 10, comma 3.

Il **comma 4** specifica che il procedimento unico di cui al comma 1 ha una **durata non superiore a dieci mesi**, decorrente dalla data di verifica della completezza della documentazione di cui al comma 3, e i **termini** per le valutazioni di impatto ambientale **sono dimezzati**.

Si precisa che i termini per le [Valutazioni di Impatto Ambientale](#) (VIA) in Italia 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).

Il termine di dieci mesi di cui al primo periodo non è prorogabile se non per circostanze eccezionali, e comunque per un massimo di tre mesi, in ragione della natura, della complessità, dell'ubicazione ovvero della portata del progetto.

Il **comma 5** specifica che l'**autorizzazione unica** di cui al comma 1 è **rilasciata in esito ad apposita conferenza di servizi** indetta ai sensi degli [articoli 14-bis e seguenti](#) della legge n. 241/1990.

Alla conferenza di servizi partecipa ogni amministrazione competente, ivi comprese quelle per la tutela ambientale, paesaggistica, dei beni culturali, della salute e della pubblica incolumità dei cittadini.

Si ricorda che la **conferenza di servizi** si svolge di norma in forma **semplificata e in modalità "asincrona"**, ossia senza riunione, mediante la semplice trasmissione per via telematica, tra le amministrazioni partecipanti, delle comunicazioni, delle istanze con le relative documentazioni e delle determinazioni. Il relativo procedimento è delineato al citato articolo 14-bis della legge n. 241/1990.

Il **comma 6** stabilisce che se il progetto di centro dati è sottoposto a **verifica di assoggettabilità** e quest'ultima si conclude con un assoggettamento a valutazione di impatto ambientale (VIA), allora:

- la domanda per la VIA deve essere presentata **entro 90 giorni**;
- se non viene presentata entro questo termine:
 - si intende che il richiedente abbia **rinunciato all'istanza** di autorizzazione unica;
 - e il procedimento viene **archiviato**;

Resta in ogni caso la possibilità di **presentare una nuova domanda** e riavviare la procedura.

Il **comma 7** stabilisce che, nel caso in cui il progetto relativo ai centri dati di cui al comma 1 sia dichiarato di **interesse strategico nazionale** ai sensi dell'[articolo 13](#) del decreto-legge n. 104/2023 (Disposizioni urgenti a tutela degli utenti, in materia di attività economiche e finanziarie e investimenti strategici), la relativa autorizzazione unica è rilasciata ai sensi dei commi 5 e 6 del medesimo articolo 13.

Si fa presente che i commi 5 e 6 dell'articolo 13 del decreto-legge n. 104 del 2023 stabiliscono che:

- per la realizzazione di un programma d'investimento di interesse strategico, tutti gli atti amministrativi necessari vengono rilasciati attraverso un unico procedimento di autorizzazione. Questa autorizzazione, che riunisce ogni concessione, parere e *nulla osta* richiesti, è emessa dal commissario straordinario al termine di una conferenza di servizi a cui partecipano tutte le

amministrazioni competenti, comprese quelle responsabili della tutela ambientale, culturale, sanitaria e della sicurezza pubblica (comma 5);

- l'autorizzazione unica sostituisce tutti gli altri atti, pareri e autorizzazioni necessari e permette la realizzazione completa del programma d'investimento. Ha valore di variante urbanistica, comprende anche le autorizzazioni ambientali e sanitarie, e equivale a dichiarazione di pubblica utilità, urgenza e indifferibilità delle opere, consentendo espropri, servitù e localizzazione degli interventi, previo indennizzo.

Il **comma 8** stabilisce che per i **progetti di centri dati** che necessitino di connessione di utenza con **tensione superiore a 220 kV**, l'**autorità competente** per autorizzare le opere di connessione è la **regione interessata**. Se le opere coinvolgono più regioni, la competenza spetta a quella sul cui territorio insiste la maggior porzione delle opere di connessione da realizzare.

Il **comma 9** reca la clausola di **invarianza finanziaria** stabilendo che:

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

Articolo 9

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

L'articolo 9 introduce disposizioni urgenti per **abbattere il prezzo della bolletta del gas per le imprese**.

I **commi 1 e 2** stabiliscono che il Gestore dei Servizi Energetici (**GSE**) e l'impresa maggiore di trasporto di gas naturale (**Snam**) vendano il gas stoccato nel 2022 nell'ambito del servizio di riempimento di ultima istanza, secondo termini e modalità dettate, rispettivamente, dal Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica e dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (**ARERA**) e che, entro il 30 settembre 2026, **versino le risorse ricavate dalla vendita** alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (**CSEA**).

Il **comma 3** prevede che **le risorse versate alla CSEA** siano **utilizzate per ridurre gli oneri e le ulteriori componenti tariffarie** di trasporto e distribuzione del gas naturale, posti a carico di determinate categorie di soggetti ad alto consumo di gas. È demandato ad **ARERA** il compito di disciplinare, entro il 31 marzo 2026, le **modalità** tecniche per la riduzione dei costi in bolletta.

L'articolo 9 introduce misure volte a **contrastare il costo elevato della bolletta del gas per le imprese**, derivante dagli oneri generali di sistema e dalle ulteriori componenti tariffarie di trasporto e distribuzione del gas naturale. L'intervento mira a trasformare il gas precedentemente stoccato in liquidità per l'**abbattimento delle tariffe per il periodo** intercorrente tra il **1° aprile e il 31 dicembre 2026**.

Nello specifico, l'articolo 9, al **comma 1** prevede che il **GSE venda il gas** stoccato ai sensi dell'[articolo 5-bis](#) del cd. "decreto aiuti" (D.L. n. 50/2022, convertito, con modificazioni, dalla legge n. 91/2022) nei **termini** e con le **modalità** stabiliti con un **atto di indirizzo** del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, da adottarsi entro 20 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto in commento. Il **GSE dovrà versare le risorse incassate** dalla vendita del gas **alla Cassa** per i servizi energetici e ambientali (**CSEA**) **entro il 30 settembre 2026** ai sensi del comma 4, ultimo periodo del citato articolo *5-bis*. Le risorse versate sono vincolate alle finalità di compensazione tariffaria previste dal successivo comma 3 (v. *infra*). Le relazioni tecnica e illustrativa di accompagnamento all'A.C. 2809, considerato che i volumi di gas stoccato dal GSE sono pari a 1 miliardo di smc, e ipotizzando in via cautelativa un costo del gas pari a 29 euro/MWh, stimano un **incasso da tale vendita** pari a **290 milioni di euro**. La relazione illustrativa specifica che l'atto di indirizzo disporrà la vendita del gas che sarà reso disponibile per l'erogazione nel **prossimo inverno**, pertanto le stime effettuate sono cautelative.

L'articolo *5-bis* del D.L. n. 50/2022, per accelerare lo stoccaggio di gas naturale al fine di contribuire alla sicurezza degli approvvigionamenti, all'indomani dello scoppio del

conflitto russo ucraino, ha assegnato al GSE il **servizio di riempimento di ultima istanza** tramite l'acquisto di gas naturale, ai fini dello stoccaggio e della successiva vendita, nei limiti di un controvalore di **4 miliardi di euro**. Il comma 4 del citato articolo (come modificato dall'articolo 1, comma 2 del D.L. n. 19/2025, cd "D.L. Bollette" – al cui [dossier](#) si rinvia) prevede che **entro il 10 marzo 2025**, gli **importi incassati dal GSE** dalla vendita del gas naturale **al 31 dicembre 2024** siano versati all'entrata del bilancio dello Stato, comprensivi degli eventuali interessi maturati. **Le ulteriori risorse incassate dalla vendita sono versate alla CSEA** entro 60 giorni dalla vendita stessa, per essere destinate a misure per il contrasto all'incremento dei costi energetici a beneficio di famiglie e operatori economici.

Sempre **entro il 30 settembre 2026**, ai sensi del **comma 2**, la principale impresa di trasporto di gas naturale (ovvero [Snam](#)) versa alla CSEA anche le risorse incassate dalla vendita del gas stoccato ai sensi dell'articolo 1, comma 1, del [decreto del Ministro della transizione ecologica 22 giugno 2022](#). Ad **ARERA** è demandato il compito di definire i **termini** e le **modalità** del versamento, che avviene al netto delle risorse necessarie per garantire l'operatività del servizio di liquidità e nei limiti e con le modalità di cui all'articolo 10, comma 2, del decreto in commento (alla cui scheda di lettura si rinvia).

Si ricorda che l'articolo 1, comma 1, del [D.M. 22 giugno 2022](#) ha attribuito all'impresa maggiore di trasporto di gas naturale il compito di fornire un **servizio di riempimento di ultima istanza**. L'impresa acquisisce quantitativi di gas da stoccare, funzionali al raggiungimento dell'**obiettivo di 5.400 MSmc e complementari** rispetto alle quantità immesse dagli operatori di mercato.

La relazione tecnica riporta che i volumi di gas stoccato da Snam sarebbero pari a 1,1 miliardi di smc e che da questi sarebbe atteso, prudenzialmente (ipotizzando sempre in via cautelativa un costo del gas pari a 29 euro/MWh), un **incasso stimato pari a 319 milioni** di euro. Tale incasso, in quota parte, per un massimo di 200 milioni, sarebbe utilizzato a copertura degli eventuali **oneri generati dal servizio di liquidità** di cui all'articolo 10 del decreto-legge in esame.

• *Le misure per accelerare lo stoccaggio di gas naturale*

Il **servizio di stoccaggio di ultima istanza (STUI)** nel settore del gas naturale è stato istituito quale misura emergenziale nel corso del 2022, al fine di far fronte alla crisi energetica conseguente al conflitto russo-ucraino. Sul piano unionale, il [regolamento \(UE\) 2022/1032](#) ha introdotto l'obbligo per gli Stati membri di procedere al riempimento delle infrastrutture di stoccaggio del gas per almeno il 90 per cento della rispettiva capacità entro il 1° novembre di ciascun anno, definendo al contempo obiettivi intermedi vincolanti⁷.

⁷ Si rileva, da ultimo, che il regolamento (UE) 2025/1733 ha disposto la proroga al 31 dicembre 2027 delle misure relative allo stoccaggio del gas originariamente previste dal regolamento (UE) 2017/1938, la cui scadenza era fissata al 31 dicembre 2025. Per ulteriori informazioni, si rimanda al [dossier](#) a cura del Servizio Rapporti con l'Unione europea della Camera dei deputati.

A livello nazionale, il [decreto-legge n. 17/2022](#), adottato all'indomani dello scoppio del conflitto russo-ucraino, ha introdotto misure per assicurare un **elevato grado di riempimento degli stoccaggi** nazionali per l'**inverno 2022-2023**, consideratane la rilevante funzione nella copertura dei fabbisogni in caso di interruzione dei flussi dalla Russia. Per un inquadramento più complessivo delle politiche adottate per la sicurezza energetica legate alle conseguenze dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia, si rimanda all'apposito [tema](#) curato dal Servizio Studi della Camera dei deputati.

L'obiettivo di riempimento – fissato dal decreto-legge n. 17/2022 – è stato di un **livello di almeno il 90 per cento** con l'impegno, nel corso del ciclo di erogazione invernale, del mantenimento dello stato di riempimento, anche mediante il ricorso a **iniezioni di gas in controflusso** (articolo 21, comma 1, lett. a) e b)).

La registrazione in fase di monitoraggio di alcuni scostamenti a partire da maggio, determinati dalla eccessiva volatilità dei prezzi, ha reso **necessario**, da un lato, **intervenire nuovamente**⁸, dando il mandato a Snam di offrire un servizio di **riempimento di ultima istanza per coprire il delta mancante** rispetto al livello medio necessario a raggiungere il *target* mensile, nonché successivamente, dall'altro, **affidare tale servizio di ultima istanza alla società GSE**, ai sensi di quanto previsto nell'articolo 4 del D.L. n. 80 del 30 giugno 2022, il cui contenuto è stato poi trasposto nell'articolo 5-*bis* del D.L. n. 50/2022, oggetto delle modifiche qui in esame. L'affidamento del servizio di ultima istanza al GSE è avvenuto ad opera del [D.M. 287/2022](#).

Appare comunque opportuno rilevare che, nell'esigenza di procedere al livello di riempimento prefissato, il gas per riempire gli stoccaggi è stato acquistato, nel 2022, a prezzi assai elevati: il prezzo del gas sul TTF ha infatti toccato punte superiori ai 300 euro/MWh in quell'anno. A gennaio 2024, invece, il prezzo del gas è risultato di quasi dieci volte più basso, circa 33 euro/MWh. Ciò ha comportato che si sia potuto **vendere il gas stoccato a un prezzo di mercato sensibilmente più basso, con conseguenti effetti finanziari**, posto anche l'obbligo di restituzione del prestito infruttifero corrisposto al GSE con il quale tale gas è stato al tempo dallo stesso acquisito.

Al riguardo, il GSE ha pubblicato, in data 22 novembre 2022, il regolamento di procedura concorrenziale per la vendita a termine del gas stoccato per una quantità pari al 75% del totale. La procedura competitiva ha previsto l'aggiudicazione di solo una parte del gas stoccato nella disponibilità del GSE (32% del totale). Le quantità cedute hanno registrato un prezzo medio di vendita, nei primi mesi dell'anno **2023**, pari a 66 €/MWh, determinando un ricavo pari a circa 370 milioni di euro.

Stando alla [deliberazione ARERA 113/2024/R/eel](#), la rendicontazione stoccaggio gas fornita dal GSE che evidenzia che, “per la cessione di 5.679 GWh ad un prezzo medio decisamente inferiore al costo medio ponderato di acquisto rappresenta una perdita realizzata pari a 892.680.637,29 euro”.

Con la deliberazione citata, l'Autorità ha ritenuto opportuno procedere a **reintegrare al GSE le minusvalenze già realizzate** per la vendita del gas acquistato per il servizio di ultima istanza nel corso del 2023, affinché il GSE stesso potesse restituire al bilancio dello Stato il prestito infruttifero di cui all'articolo 5-*bis* del D.L. n. 50/22, per la quota parte corrispondente al gas già venduto. Con la deliberazione, l'Autorità ha, pertanto, dato mandato alla CSEA di erogare al GSE, **a valere sul Conto oneri stoccaggio**, di cui al comma 27.6 del RAST:

⁸ con il [D.M. 22 giugno n. 253](#) (v. anche [deliberazione ARERA 274/2022/R/gas del 24 giugno 2022](#)).

- 446.340.318,65 euro entro il 30 aprile 2024;
- 446.340.318,65 euro entro il 31 maggio 2024.

Tali risorse, ai sensi di quanto previsto dal comma 3 dell'articolo del decreto-legge in esame, **dovranno essere restituite dal GSE a CSEA**

Si rammenta che la **legge di bilancio 2023** (articolo 1, comma 26), al fine della **compensazione finanziaria** derivante dal riconoscimento dei costi sostenuti dal responsabile del bilanciamento del gas naturale (**SNAM**) per il servizio di riempimento di ultima istanza dello stoccaggio di cui alla citata delibera ARERA n. 274/2022/R/gas (e s.m.i.), aveva peraltro già autorizzato la spesa di **350 milioni** di euro per l'anno **2023** disponendo il trasferimento alla CSEA, previa comunicazione, da parte di ARERA, dell'effettivo fabbisogno derivante dalla vendita da parte del responsabile del bilanciamento, nel limite delle risorse autorizzate.

ARERA, competente a salvaguardare l'equilibrio economico finanziario del meccanismo, con la predetta **deliberazione 169/2023/R/gas** del 18 aprile 2023, ha poi **ritenuto opportuno coprire gli squilibri registrati nelle partite economiche** nel servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza, **per la parte eccedente i contributi previsti dalla finanza pubblica**, mediante l'applicazione di **corrispettivi tariffari a carico degli utenti** versati su apposito conto CSEA (corrispettivo **CRVos** applicato ai soli punti di uscita nazionali dalla rete di trasporto, cfr. [delibera 134/2023/R/com](#)⁹).

La relazione illustrativa del Governo al D.L. n. 153/2024 evidenziava nell'ottobre 2024 nella disponibilità del GSE una quantità di gas in stoccaggio pari a **12.199 GWh**. Ipotizzando uno scenario di vendita del 100% del gas in giacenza e utilizzando l'ultima quotazione al tempo disponibile (02/09/2024) del prezzo *forward* relativo al Q1-25, 1° trimestre 2025, (ca. 43 €/MWh) al quale era stato applicato un *liquidity factor* del 95%, ne derivava una potenziale perdita pari a 2,22 miliardi di euro che, sommata alla perdita già realizzata al 31/03/2023 di circa 893 milioni di euro, restituiva una previsione di fabbisogno finanziario per la restituzione del prestito al MEF pari a circa **3,12 miliardi** di euro.

La disciplina del servizio di stoccaggio di ultima istanza è stata successivamente aggiornata dai decreti ministeriali [n. 202 del 2023](#) e [n. 159 del 2025](#), i quali hanno stabilito i criteri e le modalità per la fornitura di gas naturale di ultima istanza, rispettivamente per i trienni 2023-2025 e 2025-2027.

Infine, il **comma 3** dispone che, **entro il 31 marzo 2026**, ARERA definisca le **modalità** con cui, grazie ai versamenti di cui ai commi precedenti, avverrà la **riduzione degli oneri** di sistema e delle ulteriori componenti tariffarie relative al **trasporto** e alla **distribuzione del gas naturale** per il periodo che intercorre **tra il 1° aprile e il 31 dicembre 2026**, nel limite delle risorse versate alla CSEA.

Della misura **beneficiano esclusivamente** specifiche categorie di soggetti, ovvero:

- i clienti finali direttamente connessi alla rete di trasporto;
- i clienti finali a forte consumo di gas (cd. [gasivori](#)), connessi alla rete di distribuzione;
- altri clienti finali limitatamente ai consumi superiori a 80.000 smc/anno.

⁹ Il valore della componente CRVos è stato confermato dalla deliberazione ARERA 599/2024/r/com fino al 31 marzo 2025 in misura pari a quanto già previsto con la deliberazione 384/2024/R/com, ovvero 3,6400 centesimi di euro/smc.

Sono espressamente **esclusi dal beneficio**:

- i produttori termoelettrici per i volumi di gas utilizzati per la produzione di energia elettrica immessa in rete;
- i clienti civili e i condomini.

Viene stabilito altresì un criterio guida: la riduzione degli oneri e delle predette componenti tariffarie deve **privilegiare le classi tariffarie e gli scaglioni che presentano i costi più elevati**, in modo da parametrare le agevolazioni alle diverse classi e categorie di scaglioni (devono essere privilegiati, con maggiori riduzioni, i soggetti che sostengono i costi più elevati). Chiarisce la relazione illustrativa che l'intensità dell'aiuto sarà maggiore per i soggetti (come le PMI) che non beneficiano a legislazione vigente di sconti tariffari attribuiti ai soggetti rientranti nell'elenco gasivori. A titolo esemplificativo, prosegue la relazione illustrativa, sulla base delle stime, e nell'ipotesi di una somma complessiva ricavata dalla vendita di gas di cui ai commi 1 e 2 pari a circa 410 milioni di euro, un'impresa non già beneficiaria di sconti, potrà ottenere una riduzione media degli oneri in bolletta fino a 4,0 c€/smc.

Nel rinviare per maggiori approfondimenti sulla CSEA all'apposito *box* ricostruttivo riportato nella scheda di lettura dell'articolo 1 del presente *dossier*, qui si ricorda che la CSEA svolge un ruolo chiave anche nella gestione degli oneri generali di sistema e delle ulteriori componenti tariffarie applicate nei settori dell'energia elettrica, del gas naturale, dell'ambiente e della gestione dei rifiuti solidi urbani. **Le somme riscosse dalla CSEA non sono qualificabili come tributi in senso stretto**, ma costituiscono prestazioni patrimoniali imposte e oneri parafiscali, destinati a soddisfare esigenze di carattere generale definite dalla normativa vigente o dall'Autorità di regolazione settoriale (ARERA).

Articolo 10

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

L'**articolo 10** istituisce un **servizio di liquidità**, regolato da ARERA e finanziato nel limite di 200 milioni di euro, al fine di **calmierare i prezzi all'ingrosso del gas naturale in Italia**. Prevede, inoltre, l'elaborazione di una proposta strategica per l'integrazione infrastrutturale e tariffaria dei mercati del gas tra Italia, Germania e Svizzera.

Come ricorda la relazione illustrativa di accompagnamento all'A.C. 2809, il mercato all'ingrosso del gas naturale italiano – che prevede la cessione del gas negoziato al cd. punto di scambio virtuale (**PSV**) – ha storicamente presentato prezzi più elevati di quelli determinati nei mercati del Nord Europa e, in particolare, di quelli che caratterizzano gli scambi sul mercato olandese del *Title Transfer Facility* (**TTF**). Questo differenziale – penalizzante per il mercato italiano – trova ragione nelle **modalità con cui, ad oggi**, la normativa euro-unitaria relativa al gas naturale prevede che, diversamente da quella adottata nel settore dell'energia elettrica, **vengano coperti i costi fissi delle infrastrutture di trasporto**. In particolare – sintetizza la relazione governativa – questa normativa prevede, di fatto, che vengano applicati corrispettivi al gas che entra e che esce da un sistema (corrispettivi di *entry* e di *exit*) anche se, come nel caso di specie, il trasporto del gas non causi costi incrementali (se non di minima entità), né vi siano problemi di disponibilità di capacità di trasporto. La metodologia utilizzata per la copertura dei costi delle infrastrutture di trasporto gas causa, quindi, il cd. **effetto pancaking**, per cui il costo del gas naturale aumenta, anche significativamente, più sistemi sono attraversati, con effetti di significativa inefficienza produttiva e allocativa oltre che bloccando di fatto la piena integrazione del mercato gas europeo. La gravità dell'effetto *pancaking* per il mercato italiano, prosegue la relazione del Governo, è tanto maggiore in quanto, per soddisfare la domanda di gas italiana, è necessario importare dal Nord Europa quantità marginali di gas, che – essendo il gas naturale all'ingrosso una *commodity* – finiscono per determinare il prezzo di mercato per tutte le quantità importate/negoziare in Italia.

• ***Il Punto di scambio virtuale e il Title Transfer facility***

Nel mercato del gas naturale, un *hub* rappresenta un nodo di incontro tra domanda e offerta, in cui si incrociano contratti e flussi energetici. Tale infrastruttura può assumere natura fisica, qualora consista in un'interconnessione reale tra molteplici gasdotti di reti di trasmissione differenti, o virtuale, qualora si configuri come una piattaforma di scambio legata al sistema di trasporto, all'interno della quale gli operatori commerciali (*trader*) effettuano transazioni senza la necessità di definire la provenienza fisica del gas.

Nell'ordinamento italiano, il **punto di scambio virtuale (PSV)** costituisce un *hub* virtuale, collocato idealmente tra i punti di ingresso e di uscita della rete nazionale dei gasdotti, che consente agli operatori lo scambio di gas già immesso in rete. La sua gestione è affidata a Snam, che se ne avvale per le finalità di bilanciamento commerciale del sistema e per replicare gli effetti della cessione di capacità giornaliera, in particolare nelle ipotesi di interruzione o riduzione dei flussi provenienti da una fonte di approvvigionamento. L'importanza del PSV è progressivamente aumentata nel tempo, sia in termini di volumi trattati sia per numero di transazioni, in ragione della standardizzazione contrattuale e della possibilità, introdotta nel novembre 2006, di operare sul mercato anche per i soggetti non direttamente utenti del sistema di trasporto.

Sotto il profilo operativo, il PSV permette agli utenti di comunicare a Snam Rete Gas le reciproche cessioni ai fini della loro contabilizzazione nei bilanci giornalieri. Tali transazioni possono perfezionarsi attraverso contratti bilaterali (cd. *over the counter* - OTC) ovvero all'interno dei mercati regolamentati gestiti dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), canale che ha incrementato significativamente la centralità del sistema. A decorrere dal mese di settembre 2015, il PSV registra altresì le transazioni concluse su piattaforme gestite da soggetti terzi rispetto al GME (Borse terze): le regole approvate dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) hanno infatti consentito l'accesso al mercato italiano da parte delle borse energetiche di altri Paesi europei, ampliando la disponibilità di prodotti a termine con consegna fisica al PSV stesso.

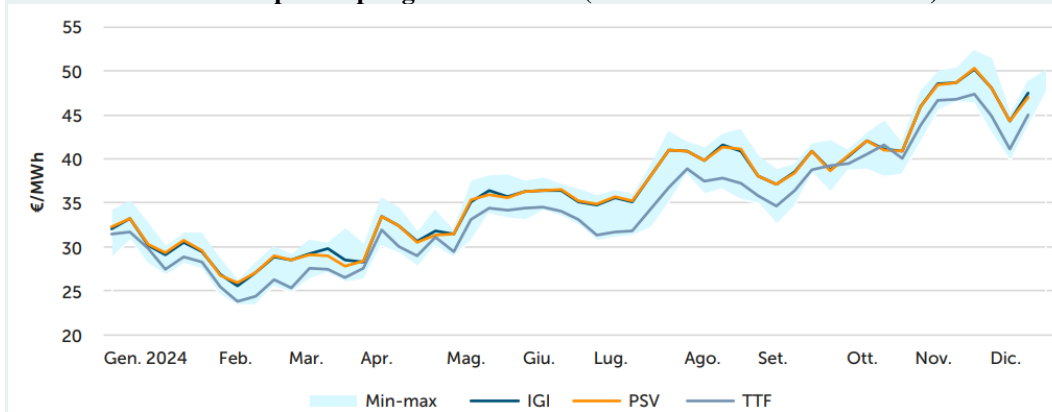
A livello europeo, il principale parametro di riferimento è il **Title Transfer Facility (TTF)**, l'*hub* virtuale dei Paesi Bassi. L'andamento dei mercati nel corso del 2024 ha registrato uno **spread** (differenziale di prezzo) medio annuo tra PSV e TTF pari a [2,3 euro/MWh](#). Tale margine è tuttavia risultato suscettibile di incrementi, sfiorando i 3 euro/MWh nei mesi estivi a causa di specifiche rigidità del mercato italiano, imputabili, tra l'altro, alla manutenzione del terminale di Livorno, alla flessione delle importazioni dall'Algeria e a una contestuale elevata domanda da parte del settore termoelettrico connessa al persistere di alte temperature.

Nell'ultimo trimestre del 2024, le quotazioni al TTF hanno evidenziato una netta ripresa, avvicinandosi a una media mensile di 45 euro/MWh nel mese di dicembre, mentre le omologhe quotazioni al PSV si sono attestate a 48 euro/MWh, con picchi giornalieri fino a 50 euro/MWh. Sull'andamento dei prezzi hanno inciso fattori endogeni, tra cui l'incremento della domanda termica invernale, la contrazione della produzione da fonti rinnovabili (per scarsa ventosità) e il conseguente maggior ricorso alle riserve di stoccaggio. Sul versante dell'offerta globale di gas naturale liquefatto (GNL), il mantenimento di un mercato tendenzialmente in deficit è stato determinato dal ritardo nell'attivazione di nuovi impianti di liquefazione (in particolare negli Stati Uniti

d’America), da criticità infrastrutturali in snodi cruciali di transito marittimo (canali di Panama e Suez), nonché da un premio di rischio associato alla confermata impossibilità di estendere oltre il 2024 l’accordo di transito del gas russo attraverso l’Ucraina.

Infine, in base ai dati riportati da [ARERA](#), nel 2024 la quotazione media annua delle transazioni *over the counter* al PSV si è attestata a 36,59 euro/MWh, registrando un calo del 15 per cento rispetto all’annualità precedente. Tali quotazioni presentano una stretta correlazione con l’Indice del gas italiano (*Italian Gas Index - IGI*) elaborato dal GME e con il prezzo medio registrato al TTF per i prodotti con consegna al giorno successivo (*day-ahead*).

Confronto tra indici di prezzo per giorno di flusso (medie aritmetiche settimanali)



Fonte: ARERA, elaborazione su dati GME (IGI), ICIS (PSV) e LSEG Data & Analytics (TTF).

Per superare dunque lo svantaggio strutturale dei prezzi del gas all’ingrosso in Italia, e nell’attesa (precisa la relazione illustrativa) di individuare soluzioni strutturali che risolvano il citato problema del *pancaking*, l’articolo 10 istituisce un **meccanismo volto a compensare gli effetti sui prezzi registrati nel mercato italiano**, i quali come detto derivano dal cumulo dei costi di trasporto per l’importazione del gas naturale dall’Europa del Nord.

In particolare, il **comma 1** dell’articolo in esame prevede che ARERA introduca un **servizio di liquidità**, in cui operatori selezionati si impegnano a immettere gas a prezzi allineati all’indice europeo TTF in cambio di un premio regolatorio. Più precisamente, il servizio di liquidità si articola nei seguenti profili:

- a) Prevedere la sottoscrizione di contratti tra il principale operatore di trasporto del gas naturale in Italia (ossia Snam) e **operatori selezionati** mediante **procedure competitive** disciplinate da criteri e modalità definiti da ARERA. Tali contratti includono:
 1. il diritto degli operatori selezionati a ricevere un **premio** da parte di Snam, determinato in base all’esito delle procedure competitive;
 2. l’obbligo per gli operatori selezionati di effettuare **offerte di vendita di gas naturale** nei mercati a pronti, per quantità giornaliere predefinite, **a un prezzo pari al prezzo rilevato presso il Title Transfer Facility (TTF)** per periodi prossimi a quelli di offerta, sommato ad un corrispettivo volto a

contenere il rischio di volatilità dei prezzi, determinato dall'operatore stesso entro un limite massimo fissato da ARERA;

3. l'obbligo per gli operatori selezionati di **versare a Snam** gli eventuali **ricavi eccedenti** derivanti dalla cessione dei quantitativi giornalieri di gas a un prezzo superiore a quello di offerta indicato al n. 2);
 4. l'obbligo per gli operatori selezionati di **immettere nella rete nazionale dei gasdotti**, da uno o più punti di entrata individuati da ARERA, le quantità effettivamente cedute in attuazione dell'obbligo di offerta di cui al n. 2).
- b) La definizione, da parte di ARERA, del **fabbisogno di gas naturale** oggetto degli obblighi di offerta sul mercato a pronti, eventualmente differenziato anche su base infra-annuale.

Il **comma 2** disciplina la copertura finanziaria del servizio di liquidità di cui al comma precedente. Nel dettaglio, si prevede che ARERA definisca il suddetto servizio a valere sulle **risorse derivanti dalla vendita del gas** stoccato come servizio di ultima istanza, ai sensi di quanto disposto dall'**articolo 9, comma 2**, del decreto-legge in conversione. La disposizione fissa comunque un **limite massimo di spesa pari a 200 milioni di euro**. Il meccanismo, dunque, come precisa la relazione illustrativa, **non ha carattere strutturale**, essendo l'operatività limitata all'esaurimento delle risorse previste a copertura.

Al fine di garantire il rispetto del tetto di spesa previsto, ARERA è tenuta a limitare i volumi e la durata degli impegni approvigionati. Tale perimetrazione deve assicurare che l'importo complessivo dei premi economici riconosciuti agli operatori selezionati non ecceda lo stanziamento disponibile.

Infine, la norma stabilisce una clausola di **destinazione per gli eventuali proventi eccedenti**: nel caso cioè in cui si verifichi l'obbligo, in capo agli operatori selezionati, di riconoscere, in favore di Snam, gli eventuali ricavi dalla vendita del gas ed eccedenti il valore del TTF, tali introiti sono destinati alla riduzione degli oneri di trasporto gas.

Secondo la relazione tecnica, il limite di spesa di 200 milioni di euro è valutato congruo per garantire l'efficacia del servizio di liquidità. Tale stima presuppone che ARERA calcoli i premi sulla base dei costi di trasporto e dei volumi obbligatori, ipotizzando un fabbisogno continuativo di 10 milioni di standard metri cubi (smc) annui (a 2,5 euro/smc), a cui sommare ulteriori 20 milioni di smc per i 150 giorni del periodo invernale (a 4 euro/smc).

Sulla base di tali oneri, l'impatto della misura si articola in due possibili scenari:

- **Scenario di azzeramento dello spread**: qualora l'intervento riesca ad allineare il prezzo del mercato italiano (PSV) a quello europeo (TTF), si stima una riduzione del prezzo all'ingrosso del gas in Italia di almeno 2 euro/MWh. Questo genererebbe un risparmio complessivo annuo di 1,6 miliardi di euro: 800 milioni a vantaggio dei consumatori di gas (calcolati su 40 miliardi di smc di consumi non termoelettrici) e ulteriori 800 milioni

per i consumatori di energia elettrica, beneficiando del minor costo del gas impiegato nelle centrali termoelettriche.

- **Scenario di parziale riduzione dello *spread*:** nel caso in cui i volumi contrattualizzati non siano sufficienti a parificare i prezzi, il gas verrebbe venduto all'asta a valori superiori a quelli del mercato europeo di riferimento. In questa eventualità, la norma prevede una clausola di salvaguardia: le eccedenze di ricavo ottenute dagli operatori devono essere restituite a Snam. Tali risorse verranno incamerate dal sistema e destinate all'abbattimento generale delle tariffe di trasporto del gas.

Infine, il **comma 3** prevede che ARERA presenti al MASE **una proposta finalizzata alla piena integrazione dei mercati del gas naturale** italiano e tedesco attraverso le infrastrutture di trasporto situate in territorio svizzero. Tale proposta deve essere formulata entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del provvedimento in esame. L'obiettivo della disposizione è consentire al Governo di valutare l'opportunità di promuovere azioni volte al superamento delle distorsioni di mercato, le quali come detto sono causate dal cumulo dei costi di trasporto per l'utilizzo delle infrastrutture che collegano i sistemi energetici di Italia, Germania e Svizzera.

Articolo 11

(Disposizioni urgenti per la stabilizzazione del prezzo del gas e il relativo approvvigionamento)

L'**articolo 11** interviene su tre principali direttrici del settore energetico.

In primo luogo, **rimodula il meccanismo** del cd. *gas release* per l'approvvigionamento di gas a prezzi calmierati a favore delle imprese energivore, accentuandone la natura finanziaria, semplificando le procedure autorizzative per le concessioni e rimodulando il sistema delle garanzie.

In secondo luogo, regola e **incentiva l'autoconsumo di biometano** per le industrie cosiddette *hard-to-abate*, promuovendo l'aggregazione della domanda.

Infine, demanda all'ARERA la **definizione** di una **disciplina transitoria** per l'accesso alle infrastrutture di cattura e stoccaggio del carbonio (CCUS).

Con disposizione introdotta dalla Camera, si differisce dal 30 giugno 2026 al 1° gennaio 2027 l'obbligo, per i nuovi **punti di ricarica** non accessibili al pubblico (es. *wallbox* domestiche e aziendali), di integrare funzionalità di ricarica intelligente.

L'**articolo 11** modifica la disciplina del cosiddetto *gas release*, dettata dall'[articolo 16](#) del D.L. n. 17/2022.

Tale meccanismo mira ad aumentare la produzione nazionale di gas per venderlo a prezzi ragionevoli, con priorità per i **clienti industriali ad alto consumo energetico** (i cosiddetti [gasivori](#)). Il Gestore dei Servizi Energetici (GSE), o una delle società da esso controllate, ha il compito di avviare le procedure di approvvigionamento. Agendo su direttiva del MASE, il GSE acquista gas di produzione nazionale a lungo termine e a prezzi calmierati, invitando a partecipare i **titolari di concessioni di coltivazione idonei**.

Come indicato nella relazione illustrativa di accompagnamento all'A.C. 2809, le modifiche mirano a semplificare le procedure e a rendere più efficaci le misure di incentivazione. L'intento è snellire l'iter amministrativo e, al contempo, sostenere gli obiettivi strategici nazionali.

• *Il gas release*

Contesto energetico e dipendenza dalle importazioni

L'Italia risulta strutturalmente dipendente dalle importazioni per il soddisfacimento del proprio fabbisogno di gas naturale. Stando ai dati del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) 2024, nel 2023 le importazioni hanno coperto il 95% di una domanda nazionale pari a circa 62 miliardi di metri cubi, a fronte di una produzione

domestica limitata al 5%. Tale assetto è l'esito di una prolungata flessione produttiva: dai circa 15 miliardi di metri cubi estratti nel 2001, si stima un calo fino a [3,23 miliardi](#) per il 2025, ascrivibile sia al naturale depauperamento dei giacimenti esistenti, sia alla contrazione degli investimenti in attività di ricerca e coltivazione.

La crisi innescata dal conflitto russo-ucraino ha palesato la vulnerabilità del sistema energetico nazionale, fortemente esposto alle forniture dalla Federazione Russa (che nel 2021 incidevano per circa il 40% del fabbisogno, pari a 29 miliardi di metri cubi su un totale di 76). Conseguentemente, si è resa necessaria l'adozione di misure emergenziali su scala europea e nazionale. A livello unionale, in aggiunta al quadro preesistente sulla sicurezza degli approvvigionamenti ([Regolamento UE 2017/1938](#)), sono stati varati interventi straordinari, quali il [Regolamento \(UE\) 2022/1369](#) per la riduzione della domanda e la promozione di acquisti aggregati e contratti a lungo termine. In ambito nazionale, tali indirizzi si sono concretizzati nell'istituzione del meccanismo di *gas release* e nell'attribuzione al GSE del ruolo di fornitore di ultima istanza (ai sensi dell'articolo 5-bis del decreto-legge n. 50/2022).

La disciplina previgente del *gas release*

Come anticipato, il meccanismo del cd. *gas release* è stato introdotto dall'articolo 16 del [D.L. n. 17/2022](#) al fine di incrementare la produzione nazionale di gas e assicurarne la vendita a prezzi calmierati, con priorità di allocazione in favore dei clienti finali industriali a forte consumo di gas (imprese cd. "gasivore" ex [D.M. 21 dicembre 2021](#)). La disciplina, oggetto di successive riforme (da ultimo con il decreto-legge n. 153/2024, per ovviare a criticità applicative legate alla flessione dei prezzi di mercato), delineava il seguente impianto procedurale e contrattuale:

- **Soggetti legittimati e aree ammesse:** le procedure di approvvigionamento a lungo termine sono attivate dal GSE su direttiva del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. Vi partecipano, su invito del GSE, i titolari di concessioni (esistenti o da conferire). È prevista una deroga al divieto di attività in specifiche aree marine protette¹⁰ (tra due paralleli del fiume Po, oltre le 9 miglia dalla costa), consentendo il rilascio di nuove concessioni – valide per l'intera vita utile del giacimento – a condizione che vi sia una riserva certa superiore a 500 milioni di metri cubi e al solo fine di partecipare al meccanismo in esame.
- **Manifestazione d'interesse e impegni:** i concessionari devono manifestare interesse al GSE comunicando i programmi incrementali di produzione. L'istanza deve recare due impegni vincolanti: presentare una relazione asseverata sul costo di produzione (per MWh); cedere fisicamente il gas sul mercato gestito dal GME, mettendo a disposizione del GSE i corrispondenti diritti (per volumi pari alla media annua attesa) al costo asseverato. Tale punto è profondamente inciso dall'articolo in esame, per cui si rinvia *infra*.
- **Procedimento autorizzativo unico:** il rilascio di nuove concessioni, proroghe, modifiche o autorizzazioni relative alle opere necessarie è subordinato a un procedimento unico comprensivo delle valutazioni ambientali, da concludersi entro tre mesi dall'istanza. L'efficacia di tali titoli è tuttavia condizionata alla successiva stipula dei contratti di vendita con il GSE.

¹⁰ Di cui all'articolo 6, comma 17, del d.lgs. n. 152/2006.

- **Asseverazione dei costi:** entro 45 giorni dalla conclusione del procedimento unico, i titolari devono comunicare al GSE e al Ministero il costo di produzione (per MWh, livello produttivo e campo), corredato da una relazione asseverata da una società di revisione indipendente.
- **Allocazione e contrattualizzazione:** i diritti sul gas vengono offerti dal GSE tramite procedure gestite dal GME, destinate prioritariamente alle imprese gasivore¹¹ (singole o aggregate). All'esito dell'allocazione, il GSE stipula contratti finanziari per differenza a due vie (indicizzati all'IGI - *Italian Gas Index*): a monte con i produttori (per l'acquisto dei diritti, al costo asseverato) e a valle con i clienti finali assegnatari (per la vendita, al prezzo di aggiudicazione), entrambi di durata quinquennale. I diritti non sono cedibili tra clienti finali e le quantità contrattualizzate sono soggette a rideterminazione annuale in base alla produzione effettiva.
- **Sistema delle garanzie:** La disciplina previgente autorizzava il GSE a rilasciare garanzie a favore dei produttori, imponendogli contestualmente di acquisire una corrispondente garanzia dai clienti finali industriali. Anche tale punto è inciso profondamente dall'articolo in esame.

Venendo, nel dettaglio, alle modifiche introdotte dall'articolo 11 del decreto-legge in conversione, **il comma 1**, alla lettera *a*) modifica il comma 5, lettera *b*), dell'articolo 16.

Nello specifico, il punto n. 1) della citata lettera *a*) **elimina** per i titolari di concessioni **l'impegno a cedere il gas prodotto al punto di scambio virtuale (PSV)**.

La norma stabilisce inoltre un nuovo criterio per il calcolo dei diritti sul gas da mettere a disposizione del GSE. L'impegno sarà ora calcolato sui **volumi produttivi medi annui attesi per i primi cinque anni**, come stimati dall'operatore.

Secondo quanto riportato nella relazione illustrativa del Governo, tale modifica mira a definire in modo più preciso l'ambito di calcolo, garantendo la coerenza della normativa con la durata contrattuale prevista.

Viene inoltre introdotta una **modifica relativa al prezzo di cessione**, da leggere in combinato disposto con la modifica introdotta dalla lettera *d*), n. 1) del comma 1 del presente articolo. Con questa modifica, per la determinazione del prezzo si fa riferimento non più al costo generico del comma 7, bensì al prezzo specifico definito dal comma 8, lettera *b*), dell'articolo 16.

La nuova formulazione stabilisce che il prezzo di offerta è pari al costo definito dal comma 7, a cui si **aggiunge l'ammontare delle royalties** ([articolo 19](#) del d.lgs. n. 625/1996) calcolate sulle produzioni incrementali di gas oggetto del contratto.

Secondo la relazione tecnica, tale modifica si basa sul fatto che l'ammontare delle *royalties* deriva da una procedura di calcolo predefinita che non richiede asseverazione.

¹¹ Ai sensi del D.M. 21 dicembre 2021 sono considerate imprese a forte consumo di gas naturale le imprese con un consumo medio di gas pari ad almeno 1GWh/anno, operanti nei settori di cui all'allegato 1 del medesimo decreto.

Infine, per coerenza normativa, le lettere *d)* e *f)* del comma 1 aggiornano il riferimento al comma 7 anche nei seguenti passaggi dell'articolo 16:

- al comma 8, lettera *d)*, che disciplina i criteri di remunerazione dei diritti offerti e aggiudicati dal Gruppo GSE;
- al comma 10, lettera *a)*, che regola le modalità di stipula dei contratti tra il GSE e i produttori.

L'articolo 19 del d.lgs. 625/1996 prevede che i titolari di concessioni versino allo Stato un'aliquota annuale (*royalty*) sul prodotto estratto. Tenendo conto dell'aggiornamento introdotto dalla L. 99/2009, le aliquote sono:

- **10%** per gli idrocarburi estratti in **terraferma** (sia gas che liquidi);
- **7%** per gli idrocarburi **gassosi** estratti in **mare**;
- **4%** per gli idrocarburi **liquidi** estratti in **mare**.

Il punto n. 2) della lettera *a)* del citato comma 1 interviene sulla decorrenza dell'obbligo (di cui all'articolo 16, comma 5, lett. *b)* del decreto-legge n. 17/2022), in capo ai concessionari, di mettere a disposizione del GSE i diritti sul gas per un periodo di cinque anni. La disciplina previgente accordava un periodo di latenza, ancorando l'avvio di tale obbligo a una data fissa (il 1° ottobre 2024) o, per i contratti stipulati successivamente al 30 aprile 2024, al primo giorno del sesto mese successivo alla firma. La disposizione in esame **rimuove tale differimento**, rendendo l'obbligo immediato: i volumi di gas devono pertanto essere resi disponibili contestualmente al perfezionamento del contratto finanziario per differenza stipulato con il GSE. Come spiegato dalla relazione illustrativa di accompagnamento all'A.C. 2809, la nuova formulazione **accelera il processo**, garantendo che il GSE possa iniziare a usufruire del quantitativo di diritti sul gas immediatamente dalla firma del contratto dello stesso con i produttori, senza dover attendere date specifiche o scadenze posticipate legate alla data di stipula: in sostanza, conclude la relazione, si passa da un'attivazione potenziale ritardata, precedentemente prevista, a un'attivazione istantanea (dalla stipula del contratto con i produttori).

Il punto n. 3) della lettera *a)* **sopprime l'obbligo**, originariamente previsto a decorrere dal 1° gennaio 2025, di **cedere fisicamente il gas sul mercato** gestito dal Gestore dei mercati energetici (MGAS). Come esplicitato dalla relazione illustrativa, l'intervento normativo mira a rendere la disciplina del *gas release* maggiormente coerente con la sua **natura prettamente finanziaria di anticipazione virtuale**. L'eliminazione del vincolo di cessione fisica garantisce agli operatori una maggiore flessibilità commerciale, consentendo loro di optare per soluzioni alternative, quali la stipula di contratti bilaterali o il ricorso ad altre piattaforme e indici di mercato (come, ad esempio, l'ICE).

La lettera *b)* (sempre del comma 1 dell'articolo 11 qui in commento) inserisce il nuovo **comma 5-bis** all'articolo 16 del D.L. n. 17/2022. La disposizione riconosce ai contitolari di una medesima concessione di coltivazione di gas naturale la facoltà

di **partecipare singolarmente** alle procedure per l'approvvigionamento di lungo termine (cd. *gas release*).

Come evidenziato nella relazione illustrativa, l'intervento normativo è finalizzato a incentivare l'offerta di quantitativi incrementali di gas, superando le rigidità operative derivanti dalla preventiva necessità di un accordo unanime tra tutti i compartecipanti al titolo concessorio. In tal modo, si mira a favorire l'adesione al meccanismo anche da parte dei soggetti detentori di quote minoritarie, i quali avranno l'opportunità di offrire volumi di gas incrementali sostenendo costi di produzione proporzionati alla propria effettiva capacità operativa.

La lettera *c*) del comma 1 sostituisce integralmente il comma 6 dell'articolo 16, modificando il regime delle autorizzazioni per le attività di produzione di gas naturale.

Rispetto alla disciplina previgente – che già demandava a un procedimento unico la gestione delle valutazioni ambientali e dei titoli abilitativi – la novella introduce le seguenti modificazioni sostanziali all'iter autorizzativo:

- **finalizzazione esplicita e intesa regionale:** si specifica che le concessioni (nuove o modificate) debbano essere espressamente finalizzate alla ripresa o all'incremento della produzione; inoltre, qualora i progetti siano localizzati su terraferma, diviene obbligatoria l'acquisizione dell'intesa con la regione interessata in sede di conferenza di servizi;
- **raddoppio dei termini istruttori:** il termine per la conclusione del procedimento unico viene esteso da tre a **sei mesi**; la relazione illustrativa motiva tale dilatazione temporale con l'insufficienza del termine originario rispetto alla complessità del procedimento (che include la partecipazione di numerose amministrazioni centrali e locali, l'acquisizione del parere della Commissione per gli idrocarburi e le risorse minerarie - CIRM, la procedura di VIA e l'intesa regionale, valutazioni tecniche ambientali richieste);
- **competenza e modalità della valutazione di impatto ambientale (VIA):** l'attività istruttoria per le VIA, ove previste, viene trasferita dalla Commissione tecnica PNRR-PNIEC alla Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS; si dispone, altresì, che la valutazione debba essere condotta congiuntamente per tutti i progetti afferenti alla medesima concessione, tenendo conto delle eventuali risultanze di precedenti giudizi di compatibilità ambientale relativi alla stessa area;
- **clausola di salvaguardia contrattuale:** si introduce una specifica tutela a favore dei produttori, stabilendo che la mancata sottoscrizione o la risoluzione anticipata dei contratti di fornitura "a valle" (tra GSE e clienti finali) non costituisca causa di risoluzione dei contratti "a monte" già stipulati (tra GSE e produttori); in tali evenienze, viene riconosciuta al GSE la facoltà di selezionare nuovi clienti finali che subentrino nella posizione dei soggetti inadempienti o recedenti.

D.L. n. 17/2022	
Testo previgente	Modificazioni apportate dall'art. 11 del D.L. n. 21/2026
Art. 16, comma 6	Art. 16, comma 6
<p>Le nuove concessioni, le proroghe e le modifiche delle concessioni esistenti, nonché le autorizzazioni delle opere necessarie all'attuazione dei programmi di produzione di gas di cui al presente articolo sono rilasciate a seguito di un procedimento unico, comprensivo delle valutazioni ambientali di cui al titolo III della parte seconda del decreto legislativo n. 152 del 2006, al quale partecipano tutte le amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241. Il procedimento unico di cui al primo periodo si conclude entro il termine di tre mesi dalla data di presentazione della relativa istanza da parte dei soggetti che hanno manifestato interesse ai sensi del comma 5. L'attività istruttoria per le valutazioni di impatto ambientale, ove previste, è svolta dalla Commissione tecnica PNRR-PNIEC di cui all'articolo 8, comma 2-bis, del decreto legislativo n. 152 del 2006. Le disposizioni di cui al terzo periodo si applicano, su richiesta dell'interessato, anche ai procedimenti di valutazione ambientale già in corso alla data di entrata in vigore della presente disposizione. L'efficacia degli atti di cui al primo periodo è condizionata alla stipula dei contratti ai sensi del comma 10, lettera a).</p>	<p>Le nuove concessioni, le proroghe ovvero le modifiche delle concessioni esistenti, finalizzate alla ripresa o all'incremento della produzione, nonché le autorizzazioni delle opere necessarie all'attuazione dei programmi di produzione di gas di cui al presente articolo sono rilasciate a seguito di un procedimento unico, comprensivo delle valutazioni ambientali di cui al titolo III della parte seconda, del decreto legislativo n. 152 del 2006, al quale partecipano tutte le amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241. Qualora il procedimento unico di cui al primo periodo riguardi programmi di produzione ovvero opere su terraferma, l'intesa della regione interessata è acquisita nell'ambito della conferenza di servizi. Il procedimento unico di cui al primo periodo si conclude entro il termine di sei mesi dalla data di presentazione della relativa istanza da parte dei soggetti che hanno manifestato interesse ai sensi del comma 5. L'attività istruttoria per le valutazioni di impatto ambientale, ove previste, è svolta dalla Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS di cui all'articolo 8, comma 1, del decreto legislativo n. 152 del 2006. Nell'ambito del procedimento unico di cui al primo periodo, la valutazione dell'impatto ambientale è svolta congiuntamente per l'insieme dei progetti afferenti a una medesima concessione oggetto dell'istanza unica, anche tenendo conto delle eventuali risultanze di precedenti giudizi di compatibilità ambientale relativi a progetti di ricerca o di coltivazione di idrocarburi insistenti sulla stessa area. Le disposizioni di cui al quinto e al sesto periodo si applicano, su richiesta dell'interessato, anche ai procedimenti di valutazione ambientale già in corso alla data di entrata in vigore della presente</p>

D.L. n. 17/2022	
Testo previgente	Modificazioni apportate dall'art. 11 del D.L. n. 21/2026
	<p>disposizione. L'efficacia degli atti di cui al primo periodo è condizionata alla stipula dei contratti ai sensi del comma 10, lettera a). La mancata sottoscrizione e la risoluzione anticipata dei contratti stipulati ai sensi del comma 10, lettera b), non costituiscono causa di risoluzione dei contratti stipulati ai sensi della lettera a) del medesimo comma. Nei casi di cui all'ottavo periodo, resta ferma la possibilità per il GSE di selezionare uno o più clienti finali che subentrino nella posizione del cliente finale che non abbia sottoscritto il contratto o che ne richieda la risoluzione anticipata.</p>

La lettera e) del comma 1 interviene sul comma 9 dell'articolo 16 del decreto-legge n. 17/2022, ridefinendo i criteri di destinazione e ripartizione dei proventi derivanti dalle procedure di allocazione del *gas release*.

Nello specifico, la novella introduce due modifiche:

- **restrizione della platea dei beneficiari** (punto n. 1): si circoscrive il novero dei destinatari delle riduzioni tariffarie disposte dall'ARERA (finanziate con il differenziale positivo tra i proventi di aggiudicazione e i costi sostenuti dal GSE); la disposizione stabilisce che tali benefici economici siano riservati esclusivamente ai clienti finali che risultino effettivamente "**assegnatari**" dei diritti sul gas nell'ambito delle procedure gestite dal GME, escludendo così i soggetti che siano stati meramente "ammessi" alla procedura stessa;
- **modifica del criterio di ripartizione** (punto n. 2): conseguentemente alla ridefinizione dei beneficiari, si aggiorna il parametro per la distribuzione *pro quota* del beneficio tariffario; tale ripartizione non è più commisurata alle quantità di gas originariamente offerte, bensì parametrata ai volumi **effettivamente assegnati** ai singoli clienti finali.

La lettera g) novella il comma 12 dell'articolo 16, disciplinando le modalità di esecuzione dei contratti per l'assegnazione dei diritti sul gas nel caso in cui i clienti finali partecipino alle procedure in **forma aggregata**.

Rispetto alla disciplina previgente, che si limitava a richiedere il generico trasferimento degli "effetti" del contratto ai singoli clienti, la disposizione in esame specifica che tale trasferimento deve avvenire **totalmente**. In tal modo, si assicura normativamente al singolo cliente finale l'integrale riconoscimento del beneficio economico derivante dalle condizioni contrattuali stipulate con il GSE.

La disposizione fa contestualmente salvi i **costi operativi riconosciuti** per il servizio di aggregazione, consentendo al soggetto aggregatore di trattenere esclusivamente la quota legittimata per la copertura delle relative spese di gestione.

La lettera *h*) interviene sul comma 13 dell'articolo 16, modificando il **sistema delle garanzie finanziarie** relative ai contratti stipulati dal GSE nell'ambito del meccanismo di *gas release*.

Nella sua versione previgente, il comma 13 prevedeva un meccanismo speculare: il GSE era autorizzato a rilasciare garanzie a beneficio dei produttori di gas (per i contratti a monte) e, contestualmente, doveva acquisire una "corrispondente garanzia" dai clienti finali industriali (per i contratti a valle). La soppressione del primo periodo **elimina l'autorizzazione** (e di fatto l'onere) **per il GSE di rilasciare garanzie finanziarie** ai titolari delle concessioni di coltivazione.

La seconda modifica normativa interviene sulla garanzia che i clienti finali (le imprese energivore o i loro aggregatori) devono versare al GSE.

La norma stabilisce che essa debba essere calcolata in modo dinamico ed essere strettamente **commisurata a tre fattori**:

- i **volumi di gas** previsti dal contratto;
- il **differenziale del prezzo** di mercato calcolato su base mensile (il rischio reale di insolvenza o di scostamento dei prezzi);
- la **durata residua** del contratto.

Infine, si dispone che all'attuazione del meccanismo si provveda **senza alcun aggravio sugli utenti del sistema gas**.

Il **comma 2** novella l'articolo 5-*bis* del decreto-legge n. 63 del 2024, recante disposizioni per la decarbonizzazione dei settori produttivi con emissioni di difficile abbattimento (cosiddetti settori *hard-to-abate*).

Nel dettaglio, la lettera *a*) modifica il comma 2 del citato articolo 5-*bis*, estendendo l'accesso al regime agevolato di autoconsumo di biometano anche ai clienti finali che operano in forma **aggregata**.

La disposizione introduce altresì un **divieto** espresso di **traslazione**, anche in forma indiretta, del **valore delle garanzie d'origine sulle restanti voci di costo contrattuali**. A tale divieto è apposta un'unica deroga, che fa salvo il riconoscimento dei soli corrispettivi relativi alla gestione operativa del contratto.

La lettera *b*) introduce i commi 2-*bis* e 2-*ter* all'articolo 5-*bis* del D.L. n. 63/2024, volti a definire la disciplina operativa e i limiti quantitativi della misura agevolativa in esame, nonché le connesse funzioni di controllo.

Il nuovo comma 2-*bis*) impone agli operatori di dare chiara **evidenza delle singole voci di costo all'interno degli accordi di compravendita**, assicurando così trasparenza e correttezza. A tal fine, è prevista la facoltà di ricorrere a clausole contrattuali standard, la cui redazione è demandata all'ARERA su proposta del GSE. La disposizione attribuisce inoltre al GSE specifiche funzioni di monitoraggio sui contratti stipulati, dirette a verificare la corretta esposizione dei

costi e l'assenza di traslazioni degli oneri relativi alle garanzie d'origine. Qualora emergano anomalie, il GSE è tenuto a darne tempestiva segnalazione all'ARERA per l'adozione dei provvedimenti di competenza.

Il nuovo comma 2-ter) delimita l'ambito di applicazione soggettivo e oggettivo delle agevolazioni relative all'autoconsumo a distanza.

Sotto il profilo soggettivo, la disciplina è riservata ai soli clienti finali operanti nei **settori produttivi con emissioni di difficile abbattimento** (cd. settori *hard-to-abate*). Sotto il profilo oggettivo, gli accordi devono avere a oggetto esclusivamente il **biometano** già destinatario degli **incentivi** di cui al [D.M. 15 settembre 2022](#), entro un limite massimo pari al 35 per cento dei consumi dei medesimi clienti finali. Si dispone, infine, che il GSE, anche avvalendosi delle società controllate, promuova e offra servizi di aggregazione volontaria finalizzati ad agevolare l'incontro tra domanda e offerta di biometano.

Ai sensi del D.M. 15 settembre 2022, l'accesso agli incentivi per la produzione di biometano immesso nella rete del gas naturale è subordinato al rispetto di specifici requisiti di origine, sostenibilità e tempistiche di realizzazione. Nel dettaglio, il biometano incentivabile deve soddisfare le seguenti condizioni:

1. **Tipologia di impianto e materie prime (articolo 1):** la produzione deve derivare da impianti di nuova realizzazione, alimentati esclusivamente da matrici agricole e da rifiuti organici, ovvero da impianti agricoli esistenti – precedentemente impiegati per la generazione di energia elettrica da biogas – sottoposti a specifici interventi di riconversione.
2. **Requisiti ambientali e di sostenibilità (art. 4):** il processo produttivo deve conformarsi alla Direttiva (UE) 2018/2001 (cd. direttiva RED II) e rispettare il principio europeo di non arrecare un danno significativo all'ambiente (cd. principio DNSH). Ai fini dell'incentivazione, è inoltre richiesta una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra rispetto all'equivalente fossile. Tale abbattimento deve essere pari ad almeno il 65 per cento qualora il biometano sia destinato al settore dei trasporti (impiegando materie prime idonee alla produzione di biocarburanti avanzati, di cui all'allegato VIII del d.lgs. n. 199/2021), e ad almeno l'80 per cento per tutte le altre destinazioni d'uso.
3. **Tempistiche di realizzazione (art. 1):** poiché la misura è finanziata a valere sulle risorse del PNRR (misura M2C2-5), si impone il rispetto di precisi vincoli temporali. L'avvio dei lavori o l'assunzione di impegni finanziari irreversibili (quali l'ordine delle attrezzature) non può precedere la pubblicazione della graduatoria di ammissione agli incentivi. L'entrata in esercizio degli impianti deve, in ogni caso, avvenire entro la scadenza del 30 giugno 2026.

Restano esplicitamente escluse dall'accesso alla misura le produzioni ascrivibili a operatori già percettori degli incentivi previsti dal precedente regime ([D.M. 2 marzo 2018](#)), nonché le imprese considerate "in difficoltà" ai sensi della normativa unionale e i soggetti in capo ai quali sussistano cause di esclusione previste dal Codice dei contratti pubblici.

Il **comma 3** definisce l'ambito di applicazione temporale delle nuove disposizioni in materia di autoconsumo di biometano, introdotte dal precedente comma 2.

Nel testo originario del provvedimento, l'efficacia di tali misure decorreva dalla data di entrata in vigore del decreto-legge in esame. A seguito di una modifica approvata nel corso dell'esame alla Camera, l'applicazione della disciplina è stata differita e circoscritta ai soli contratti stipulati a decorrere dal trentesimo giorno successivo alla data di entrata in vigore della legge di conversione. Conseguentemente, la nuova normativa non ha efficacia retroattiva e non incide sui contratti di fornitura o autoconsumo formalizzati antecedentemente a tale termine.

Il **comma 4** detta disposizioni transitorie per lo sviluppo della filiera della cattura, utilizzo e stoccaggio del carbonio (CCUS - *Carbon Capture, Utilization, and Storage*). Nelle more dell'adozione di una disciplina organica di settore, la norma demanda ad ARERA il compito di definire, entro 120 giorni dall'entrata in vigore del provvedimento, un quadro preliminare di principi e criteri direttivi per l'accesso alle reti di trasporto e ai siti di stoccaggio del biossido di carbonio (CO₂). L'Autorità è altresì incaricata di regolamentare i criteri per la contabilizzazione delle emissioni di CO₂ oggetto di cattura e di conferimento alle suddette infrastrutture.

È inoltre prevista la clausola di **invarianza finanziaria**, poiché ARERA dovrà provvedere alla stesura del quadro normativo e alla sua attuazione avvalendosi unicamente delle risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente.

Secondo la relazione tecnica di accompagnamento all'A.C. 2809, la *ratio* del comma in esame risiede nel garantire la tutela degli utenti (operatori che effettuano la cattura della CO₂), la promozione della concorrenza e dell'efficienza nel settore, assicurando al contempo la qualità del servizio.

La relazione illustrativa sottolinea che il ricorso alla CCUS “è necessario in quanto consente la decarbonizzazione dei settori industriali in cui l'emissione di CO₂ è parte inevitabile del processo produttivo (cd. *hard-to-abate*)” quali i “settori industriali non elettrificabili e, in particolare, quella dei processi industriali che generano emissioni non legate alla combustione, ma tipiche del processo produttivo stesso, non altrimenti evitabili”.

La medesima relazione evidenzia inoltre la natura transitoria della norma in esame – dettata (come precisato dalla norma stessa) nelle more dell'adozione di una disciplina organica della filiera CCUS – necessaria in considerazione del fatto che l'attuale quadro legislativo nazionale presenta delle lacune “per le quali è **in via di approvazione una legge delega** (ad oggi non ancora presentata al Parlamento, *n.d.r.*) **volta a delineare un quadro normativo organico finalizzato a porre le basi per l'avvio e lo sviluppo dell'intera filiera nazionale della CCUS**”¹².

¹² In relazione alla disciplina nazionale vigente, si ricorda che la stessa è recata principalmente dal [decreto legislativo n. 162/2011](#) (di attuazione della direttiva 2009/31/CE in materia di stoccaggio geologico del biossido di carbonio). Si fa altresì notare che, nel corso della XIX legislatura, l'[articolo 7](#) del D.L. 181/2023 ha apportato alcune modifiche al d.lgs. 162/2011 al fine di colmare alcune lacune della disciplina in materia di cattura e stoccaggio della CO₂, specificando alcuni aspetti rilevanti e propedeutici per il rilascio di licenze o autorizzazioni allo stoccaggio di CO₂. Il comma 3 di tale articolo, in particolare, ha previsto la

La relazione illustrativa evidenzia inoltre che l'indifferibilità e l'urgenza della proposta normativa origina e trova fondamento nella necessità di salvaguardare le iniziative industriali coinvolte nel processo di avvio e sviluppo della filiera CCUS: “nello specifico si rappresenta che alcuni operatori hanno già presentato istanze autorizzative per la realizzazione della rete di trasporto e del sito di stoccaggio. Parallelamente, altri operatori nazionali hanno positivamente superato le fasi di selezione di bandi europei finalizzati ad assegnare fondi CEF ([Connecting Europe Facility](#)) (circa 50 milioni di euro) a sostegno dell'avvio delle progettualità di cattura del biossido di carbonio finalizzata allo stoccaggio geologico nel sito di Ravenna. Tali meccanismi di supporto prevedono, ai fini del riconoscimento degli incentivi, che l'avvio delle attività operative di cattura avvenga entro la fine del 2028. L'urgenza di attribuire ad ARERA, per il tramite del presente decreto-legge, il compito di cui sopra, è rinvenibile inoltre nella necessità di consentire ad alcune imprese italiane, che hanno ottenuto l'ammissione a fondi europei, di avviare gli investimenti necessari per realizzare gli impianti di cattura della CO₂. Si fa riferimento, nello specifico, all'[Innovation Fund](#) (IF), che rappresenta il principale strumento dell'Unione Europea di finanziamento delle tecnologie innovative a basse emissioni, inclusa la cattura di CO₂ da settori industriali *hard-to-abate*. A beneficiare di tale strumento figurano tre progetti italiani interessati a stoccare nel sito di **Ravenna** (oggi in fase autorizzativa)”¹³. Tenuto conto – conclude la relazione illustrativa – “che l'attuale quadro normativo in materia di CCUS risulta ancora lacunoso, il provvedimento *de quo* consentirebbe ad ARERA di definire un quadro preliminare di principi e criteri per l'accesso alla rete di trasporto e ai siti di stoccaggio nonché per la contabilizzazione delle emissioni di biossido di carbonio oggetto di cattura e conferimento alla rete e ai siti medesimi, al fine di consentire alle imprese aggiudicatrici delle misure di incentivazione connesse all'IF di avere elementi informativi funzionali ad adottare le decisioni necessarie”.

Infine, il **comma 4-bis**, introdotto nel corso dell'esame parlamentare, reca modifiche all'articolo 23, comma 1, del d.lgs. n. 5/2026. Si ricorda che tale disposizione ha inserito il nuovo articolo 45-*bis* all'interno del d.lgs. n. 199/2021, al fine di disciplinare i **requisiti per le infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici in ambito privato**.

Nello specifico, la disciplina vigente stabilisce che tutti i punti di ricarica di potenza standard (nuovi o sostituiti) non accessibili al pubblico – quali, ad

predisposizione, da parte del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE), di uno studio propedeutico, tra l'altro, a effettuare la ricognizione della normativa vigente relativa alla filiera della CCUS, nell'ottica di delineare un quadro di riferimento normativo funzionale all'effettivo sviluppo della filiera stessa. In attuazione di tale disposizione il MASE ha pubblicato lo [Studio CCUS - Analisi degli aspetti tecnici, economici e normativi funzionali allo sviluppo della filiera CCUS](#). Si ricordano inoltre le disposizioni recate dall'[articolo 8](#) del D.L. 89/2024, che ha modificato l'assetto organizzativo delle strutture dedicate allo svolgimento dei compiti previsti dalla disciplina in materia di stoccaggio geologico di CO₂. Nello specifico, sono stati istituiti due nuovi organi autonomi presso il MASE: il Comitato per lo sviluppo della cattura e dello stoccaggio geologico di CO₂ e la relativa Segreteria tecnica.

Si ricorda altresì che con il [D.M. Ambiente 10 ottobre 2025](#) è stata emanata la regola tecnica per la progettazione, la costruzione, il collaudo, l'esercizio e la sorveglianza della rete di condutture, comprese le stazioni intermedie di pompaggio, per il trasporto di CO₂ al sito di stoccaggio.

¹³ Tali impianti sono collocati a **Ferrara, Ravenna e Brescia**. Per i dettagli relativi a tali impianti si rinvia alla relazione illustrativa.

esempio, le stazioni di ricarica installate in ambito domestico o aziendale (cosiddette *wallbox*) – debbano garantire funzionalità di ricarica intelligente e di comunicazione diretta con i sistemi di misurazione intelligenti (*smart meter*) a decorrere dal 30 giugno 2026.

La disposizione in esame interviene su tale termine, **differendone l'entrata in vigore al 1° gennaio 2027**. Viene conseguentemente prorogata alla medesima data l'applicabilità dell'obbligo, per le citate infrastrutture, di ottenere la certificazione ai sensi dell'[allegato X](#) alla norma tecnica CEI 021.

In merito alla tempistica dell'obbligo in questione, si segnala che la direttiva (UE) 2023/2413 (cd. direttiva RED III) prescrive, attraverso il nuovo articolo 20-*bis*, che le funzionalità di ricarica intelligente per i nuovi punti di ricarica non accessibili al pubblico siano garantite a partire dal **21 maggio 2025**. A tale riguardo, si ricorda che l'Italia è attualmente interessata da due procedure di infrazione in materia:

- la **procedura n. 2024/0232**, avviata per il mancato rispetto della scadenza anticipata del 1° luglio 2024 relativa alla semplificazione autorizzativa;
- la **procedura n. 2025/0228** (avviata nel luglio 2025), relativa al mancato recepimento generale della direttiva RED III entro i termini previsti.

Articolo 11, commi 1-bis e 1-ter
(Valutazione dell'impatto ambientale di progetti complessi finalizzati alla ricerca o coltivazione di idrocarburi)

Il **comma 1-bis** dell'**articolo 11**, inserito dalla Camera, introduce disposizioni volte a disciplinare la valutazione dell'impatto ambientale (VIA) di progetti complessi caratterizzati da fasi realizzative sequenziali relativi alle seguenti attività:

- **perforazione di pozzi** finalizzati alla ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi sulla terraferma e in mare;
- **coltivazione di idrocarburi** liquidi e gassosi, sulla terraferma e in mare, per un quantitativo estratto superiore a 500 tonnellate al giorno per il petrolio e a 500.000 m³ al giorno per il gas naturale.

Il successivo **comma 1-ter**, anch'esso introdotto dalla Camera, consente l'applicazione, su istanza del proponente, della nuova disciplina introdotta dal precedente comma 1-bis anche ai procedimenti di VIA in corso.

Il **comma 1-bis**, introdotto in sede di esame parlamentare, reca disposizioni finalizzate a garantire l'unitarietà funzionale di progetti complessi, caratterizzati da fasi realizzative sequenziali, e il bilanciamento tra impatti ambientali e benefici socioeconomici derivanti dall'intero ciclo di vita delle opere, in coerenza con il principio di sviluppo sostenibile.

A tali fini, viene prevista l'introduzione, nella disciplina del provvedimento di VIA (recata dall'art. 25 del d.lgs. n. 152/2006, cd. Codice dell'ambiente), di un comma aggiuntivo (comma 7-ter) che regolamenta la VIA di **progetti complessi caratterizzati da fasi realizzative sequenziali** finalizzati allo svolgimento delle attività indicate ai **punti 7) e 7.1)** dell'allegato II (che elenca i progetti assoggettati a VIA di competenza statale) alla parte II del Codice dell'ambiente.

Le attività in questione riguardano, nel dettaglio:

- la **perforazione di pozzi** finalizzati alla ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi sulla terraferma e in mare (punto 7));
- la **coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi**, sulla terraferma e in mare, per un quantitativo estratto superiore a 500 tonnellate al giorno per il petrolio e a 500.000 m³ al giorno per il gas naturale (punto 7.1)).

Si ricorda che, ai sensi dell'art. 7-bis, comma 4, del Codice dell'ambiente, che disciplina le competenze in materia di VIA, "in sede statale, l'autorità competente è il Ministero dell'ambiente".

Per i progetti poc'anzi menzionati, il nuovo comma 7-ter prevede che **l'autorità competente esprime un unico giudizio di compatibilità ambientale esteso a tutte le fasi**, qualora:

- l'istanza di VIA comprenda l'intero ciclo di vita del progetto;

- e la **richiesta** sia **esplicitamente formulata dal proponente** nell'istanza medesima.

A tal fine viene previsto che lo studio di impatto ambientale (SIA), riferito all'intero ciclo di vita dell'opera, **può essere redatto utilizzando**, in caso di indisponibilità dei dati perché acquisibili solo al termine della fase di ricerca, **stime o modellazioni**.

Lo stesso comma *7-ter* dispone inoltre che il provvedimento di compatibilità ambientale, qualora favorevole, contiene la **condizione obbligatoria di verifica**, prima dell'avvio della fase di esercizio del progetto, **della coerenza delle stime/modellazioni** contenute nello SIA.

In caso di incoerenza, l'autorità competente valuta eventuali azioni correttive.

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

Per la precisione, la nuova disciplina introdotta dal precedente comma *1-bis* si applica, **su istanza del proponente, da presentarsi entro 60 giorni** dall'entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, anche ai procedimenti di VIA per i quali, alla data di entrata in vigore del presente decreto, non sia stato ancora ottenuto il definitivo giudizio di compatibilità ambientale.

In tal caso, il proponente integra la documentazione già presentata con gli elementi necessari per la valutazione dell'intero ciclo di vita del progetto, **senza** che ciò comporti la **decadenza degli atti procedurali già adottati**.

Articolo 12
(Entrata in vigore)

L'**articolo 12** dispone che il decreto-legge entri in vigore il giorno successivo a quello della sua pubblicazione sulla *Gazzetta Ufficiale*.

Essendo stato [pubblicato](#) il 20 febbraio 2026, il decreto-legge è dunque in vigore dal 21 febbraio 2026.

Ai sensi dell'**articolo 1, comma 2, del disegno di legge di conversione del presente decreto**, la legge di conversione entra in vigore il giorno successivo a quello della sua pubblicazione nella *Gazzetta Ufficiale*.