

## AS 803 RELAZIONE TECNICA DI PASSAGGIO

### **Articolo 3 (Integrazioni della disciplina in materia di realizzazione di nuova capacità di rigassificazione)**

Per la realizzazione delle opere e delle connesse infrastrutture dirette a conseguire nuova capacità di rigassificazione, la disposizione (comma 1) prevede che, nel caso in cui il Commissario straordinario di Governo di cui all'articolo 5, comma 1, del decreto-legge n. 50/2022 risulti già nominato, i soggetti interessati presentino le nuove istanze di autorizzazione entro il termine di sessanta giorni.

Il comma 2 stabilisce per tutte le nuove istanze l'applicazione della normativa in materia di VIA in forma abbreviata dal punto di vista temporale. L'autorizzazione, quindi, ferma restando l'intesa con la regione interessata, sarà rilasciata dal Commissario a seguito di procedimento unico, da concludersi entro un termine massimo di duecento giorni dalla data di presentazione dell'istanza di autorizzazione di cui all'articolo 5, comma 5, del decreto-legge n. 50/2022, comprensivi dei termini per la valutazione di impatto ambientale.

Il comma 3, alla lettera *a*), apporta modificazioni all'articolo 5, comma 1 del citato decreto-legge n. 50/2022, prevedendo che i Commissari straordinari di Governo vengano nominati anche qualora la realizzazione e/o l'esercizio delle opere finalizzate all'incremento della capacità di rigassificazione nazionale mediante unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione da allacciare alla rete di trasporto, si renda necessario a seguito di ricollocazione di unità galleggianti già realizzate e messe in esercizio.

Il comma 3, alla lettera *b*), apporta modificazioni al comma 5 del citato articolo 5, nel senso di chiarire che, anche a seguito di ricollocazione, i soggetti interessati alla realizzazione e/o all'esercizio delle opere e delle connesse infrastrutture sono tenuti a presentare istanza di autorizzazione al Commissario nominato dal Governo.

**Alla lettera b-bis) si prevede che il Commissario straordinario provveda agli obblighi di pubblicazione previsti a legislazione vigente, specificamente dal d.lgs. n. 33 del 2013; si tratta pertanto di una norma a carattere ordinamentale, che riprende una disciplina già esistente, priva di effetti per la finanza pubblica.**

Il comma 3 citato mira poi a integrare, alla lettera *c*), il comma 14-*bis* dell'articolo 5 del DL n. 50/2022 (in base al quale le disposizioni di cui al citato articolo 5 si applicano alle istanze anche qualora, in sede di autorizzazione, siano imposte prescrizioni o sopravvengano fattori tali da imporre modifiche sostanziali o localizzazioni alternative), prevedendo che tale disciplina trovi applicazione anche per le istanze aventi a oggetto la realizzazione e/o l'esercizio, a seguito di ricollocazione, delle opere finalizzate all'incremento della capacità di rigassificazione nazionale mediante unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione da allacciare alla rete di trasporto, comprese le relative infrastrutture connesse, anche se rivolte a un commissario diverso da quello che ha rilasciato l'autorizzazione originaria.

Sempre al comma 3, è prevista l'introduzione del comma 14-*ter* all'articolo 5 del D.L. n. 50/2022, con l'obiettivo di stabilire che, anche a seguito di eventuali rilocalizzazioni delle unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione, possano permanere le strutture di collegamento alla rete nazionale dei gasdotti, con mantenimento a cura e spese del soggetto proponente. Il permanere delle infrastrutture garantisce il possibile utilizzo delle stesse per future e diverse attività nell'area, evitando un aggravio di costi per lo smantellamento.

Al comma 4, la disposizione inserisce, infine, le opere e le infrastrutture finalizzate all'incremento della capacità di rigassificazione nazionale mediante unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione nell'Allegato I-*bis* alla parte seconda del decreto legislativo n. 152/2006 (Opere,



impianti e infrastrutture necessarie al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999). Ciò affinché, ai sensi dell'articolo 7-bis, comma 2-bis, del predetto decreto legislativo, le opere in oggetto siano considerate di pubblica utilità, indifferibili e urgenti, e che il procedimento di VIA venga effettuato nei termini e con le modalità previste dall'articolo 8-bis e dall'articolo 25 del medesimo decreto legislativo (per la parte disciplinante il cosiddetto "fast-track").

La disposizione ha carattere ordinamentale e non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

### **Articolo 3-bis (Misure urgenti per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale)**

**Il comma 1 estende al terzo trimestre 2023 le disposizioni di rafforzamento del bonus sociale per i clienti di energia elettrica e gas in condizioni di disagio economico. Considerata la soglia ISEE di 15.000 euro all'articolo 1, comma 17, della legge 29 dicembre 2022, n. 197, la riduzione del bonus sociale per i clienti con ISEE tra 12.000 euro e 15.000 euro applicata in attuazione di quanto previsto dall'articolo 1, comma 18, della medesima legge, il finanziamento delle componenti di compensazione integrativa (CCI) dei bonus sociali per elettricità e gas comporta un onere, per il III trimestre 2023, stimato in circa 110 milioni di euro (complessivamente tra i due settori e escluso il "bonus base" elettrico).**

Tale importo è stato stimato tenendo conto degli elementi di seguito.

#### **A. Settore elettrico**

**Il prezzo medio assunto come riferimento (previsione di prezzo per il cliente domestico tipo 3 kW, 2700 kWh/anno, assunta al 22 giugno) è di 24 c€/kWh nel III trim 2023. La spesa unitaria del cliente di riferimento con bonus "rafforzato" è di 14 c€/kWh.**

**Il bonus base per il cliente domestico tipo elettrico è di 149,65 €/anno, che corrisponde per un trimestre a 37,41 €/trim. Secondo il metodo descritto nella relazione tecnica alla delibera 735/2022, la compensazione integrativa (CCI) risulta di 23,92 €.**

**La platea di beneficiari stimata è di 3,07 M di beneficiari nelle classi A, B, C + 1,34 M di beneficiari in classe D (ovvero con ISEE superiore a 9.530 €, a cui il bonus si applica in misura ridotta all' 80% del bonus "pieno applicato sotto la soglia di 9.530 € - riferimento delibera ARERA 13/2023). Sono inclusi i clienti all'articolo 1, comma 2, del decreto-legge 30 marzo 2023, n. 34, la cui fascia di agevolazione è stata portata da 20.000 a 30.000 euro per l'anno 2023 (vd delibera 194/2023/R/com).**

#### **B. Settore gas**

**Il prezzo medio assunto come riferimento (previsione di prezzo per il cliente domestico gas con 1.400 Smc/anno assunta al 22 giugno) è di 95,70 c€/Smc nel III trim 2023. La spesa unitaria del cliente di riferimento con bonus "rafforzato" è di 73 c€/Smc.**

**Il bonus base per il cliente domestico tipo gas è di 109,50 €/anno, che corrisponde a 27,38 €/trim. Tale ammontare, ripartito sui ridotti volumi di gas consumati nel corso del III trimestre (in cui gli impianti di riscaldamento risultano spenti in tutta Italia) consente di coprire la differenza di prezzo sopra menzionata tra il prezzo medio e il prezzo di riferimento con bonus rafforzato per tutte le situazioni in cui il bonus è erogato per servizi di riscaldamento; l'erogazione di CCI rimane invece necessaria per quei clienti che ottengono il bonus per i soli fini di cottura e produzione di acqua calda sanitaria.**



La platea di beneficiari stimata è di 1,95 M di beneficiari nelle classi A, B, C + 0,87 M di beneficiari in classe D, di cui circa il 42% sono clienti con uso del gas solo per fini di cottura e produzione di acqua calda sanitaria

Il comma 2 prevede, anche per il terzo trimestre 2023 l'azzeramento delle aliquote delle componenti tariffarie relative agli oneri generali per il settore del gas. Le componenti sono applicate agli utenti connessi alle reti di distribuzione o agli utenti finali direttamente connessi alla rete di trasporto. La quota parte attribuibile al terzo trimestre 2023 (sulla base della stima dei consumi previsti per il medesimo trimestre), tenendo conto anche dell'avanzo/disavanzo registrato fino al 2022 (cfr Relazione di ARERA 243/2023/I/com), è pari a 175 milioni di euro. Tale stima di fatto coincide con quella degli oneri per l'efficienza energetica del settore gas (per 180 milioni, componente RE/REt), mentre per gli altri oneri l'avanzo/disavanzo complessivo fino al III trimestre 2023 risulta negativo (vale a dire che le risorse stanziare sono risultate superiori al fabbisogno) (-5 milioni di euro).

Il comma 3 reca la copertura finanziaria degli oneri derivanti dai commi 1 e 2, determinati in 285 milioni di euro per l'anno 2023, a valere sulle risorse disponibili sul bilancio della Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) derivanti da stanziamenti per il rafforzamento del bonus sociale (elettricità e gas) per l'anno 2023, al netto delle partite per l'anno 2022, per la stessa finalità risultanti dalla relazione ARERA n. 243/2023/I/com. Tale onere è compatibile con le disponibilità residue degli stanziamenti autorizzate con la legge di bilancio per il 2023, in particolare per la finalità del rafforzamento del bonus sociale; ciò alla luce della circostanza che le stime per la legge di bilancio 2023 erano state effettuate in un contesto di prezzi più elevati di quelli che è stato possibile apprezzare negli ultimi giorni del 2022, quando è stata adottata la deliberazione ARERA 735/2022 e che a fine novembre 2022 sono stati resi disponibili dal Sistema informativo integrato i dati di consumo annuo dei titolari di bonus, che sono stati pubblicati nel documento per la consultazione ARERA 646/2022 e che sono stati utilizzati per la revisione dei consumi di riferimento dei diversi profili di riferimento dei titolari di bonus gas.

Il comma 4 proroga la riduzione dell'aliquota IVA applicabile alle somministrazioni di gas metano per usi civili e industriali anche al terzo trimestre 2023.

Per quanto riguarda gli usi civili con la disposizione in esame si intende ridurre al 5% l'aliquota IVA applicabile alle somministrazioni di gas metano, per un periodo di 3 mesi (luglio - settembre 2023), indipendentemente dallo scaglione di consumo.

Per stimare la perdita di gettito derivante dalla riduzione delle aliquote, si utilizzano i dati sulla spesa dei consumi delle famiglie del 2021 (fonte Istat), aggiornati mediante le variazioni indicate nei documenti programmatici.

Applicando le variazioni di aliquote ai suddetti consumi e tenendo conto che il terzo trimestre incide per circa il 17,93% sul totale annuo in termini di consumi (quota stimata sulla spesa dei consumi 2022, ultimi dati disponibili), si ottiene la variazione di gettito relativa ai consumi delle famiglie (419,21 milioni di euro).

Per tenere conto di tutti gli usi civili e non solo per quelli dei consumi delle famiglie, si incrementa la variazione di gettito delle sole famiglie di una percentuale pari al 5% che rappresenta il peso degli altri usi civili rispetto a quello delle famiglie. Pertanto, gli effetti complessivi di tutti gli usi civili (famiglie e altri usi civili) sono pari a 440,17 milioni di euro nel terzo trimestre 2023.

Per stimare la perdita di gettito derivante dalla riduzione dell'aliquota IVA per gli usi industriali, sono stati utilizzati i consumi derivanti dai dati Dogane 2021.

A tali consumi è stato applicato un prezzo medio stimato per il 2022, inoltre si è tenuto conto che il peso del III trimestre sia pari al 25% dell'intero anno.



Applicando una variazione di 17 punti percentuali alla spesa del trimestre e tenendo conto che la maggioranza delle imprese possono detrarre l'IVA sugli acquisti, con effetti neutrali in termini finanziari, la stima degli effetti negativi sul gettito è limitata unicamente ai casi degli operatori che non detraggono l'IVA sugli acquisti in tutto o in parte (ad esempio i soggetti in regime forfetario, gli operatori in settori esenti, ecc.). Ai fini della quantificazione, è stata calcolata la percentuale media di indetraibilità sull'intera platea degli operatori con partita IVA e sono stati stimati gli effetti complessivi in termini di perdita di gettito IVA per gli usi industriali in 33,70 milioni di euro.

La variazione di gettito IVA complessiva relativa agli usi civili e agli usi industriali risulta pertanto stimata in 473,87 milioni di euro nel 2023.

Il comma 5 proroga la riduzione dell'aliquota IVA applicabile per le forniture di servizi di teleriscaldamento, contabilizzate nelle fatture emesse per i consumi stimati o effettivi, in relazione al terzo trimestre 2023.

Ai fini della stima della misura, si utilizza il dato, di fonte GSE, dell'energia termica erogata in Italia tramite reti di teleriscaldamento per riscaldamento e fornitura di acqua calda igienico sanitaria, nell'anno 2021. Tale energia termica risulta pari a 10 TWh, di cui 6,5 TWh erogati a uso residenziale e il rimanente a uso terziario e industriale.

L'applicazione dell'IVA al servizio di teleriscaldamento ad uso residenziale è regolata dal D.P.R. n. 633 del 1972, che prevede l'applicazione dell'aliquota del 10% alle forniture di energia prodotta da fonti rinnovabili oppure da impianti di cogenerazione ad alto rendimento. Alle forniture di energia da altre fonti, sotto qualsiasi forma, si applica l'aliquota ordinaria del 22%.

Si assume il prezzo medio dell'energia termica erogata tramite reti di teleriscaldamento pari 191 €/MWh. Tale prezzo è stato individuato da ARERA nella Delibera 547/2022/R/tlr "Indagine conoscitiva in materia di prezzi e di costi del servizio di teleriscaldamento".

Inoltre, si ipotizza che l'energia termica fornita alle utenze residenziali assoggettabili all'aliquota del 10% ammonti a 4,68 TWh, mentre i restanti 1,82 TWh sono riferiti ad utenze assoggettabili all'aliquota del 22%.

Con buona approssimazione, in modo prudenziale, si può affermare che nel terzo trimestre 2023 vengano consumati 0,7 TWh per uso domestico su 6,5 TWh e che, pertanto, 0,504 TWh siano attualmente sottoposti ad IVA con aliquota pari al 10% e 0,196 TWh siano sottoposti ad IVA con l'aliquota del 22%. Si ottiene un gettito IVA attuale pari a  $0,504 \cdot 1.000.000 \cdot 191 \cdot 0,10 + 0,196 \cdot 1.000.000 \cdot 191 \cdot 0,22 = 17.862.320$  euro. Il gettito IVA determinato dall'applicazione della misura di cui trattasi è pari a  $0,7 \cdot 1.000.000 \cdot 191 \cdot 0,05 = 6.685.000$  euro.

Pertanto, si stima, facendo la differenza tra i due valori, che gli effetti di gettito della misura siano pari a -11,18 milioni di euro nel 2023.

Il medesimo comma 5 prevede, inoltre, la proroga della riduzione dell'aliquota IVA al 5% per le somministrazioni di energia termica prodotta con impianti alimentati a gas naturale nell'ambito di un "Contratto servizio energia".

Ai fini della stima degli effetti finanziari, dalla Relazione sulla situazione energetica nazionale nel 2020 del MITE risulta che il consumo di energia prodotta con gas naturale delle famiglie per l'anno 2020 è pari a 15.209.000 tep. Si trasforma, tramite il fattore di conversione, pari a 882 mc/tep, tale consumo di energia nel quantitativo di gas naturale impiegato, che risulta pari a 13.414.338.000 mc. Moltiplicando tale quantitativo per il prezzo unitario, che si stima pari a 0,835182 €/mc, si ricava una spesa per le famiglie pari a 11.200 milioni di euro. Al fine di considerare anche l'ammontare dei consumi di gas naturale degli altri soggetti che non possono detrarre l'IVA, in assenza di dati puntuali, si è maggiorato del 5% l'importo della spesa delle



famiglie. La spesa maggiorata risulta pari a 11.760 milioni di euro. Stimando che l'1,3% di tale spesa sia attribuibile al gas naturale impiegato per la produzione di energia termica con impianti sulla base di "contratti servizio energia", la relativa spesa risulta pari a 152,88 milioni di euro.

Ripartendo tale spesa sui trimestri e in base alla stagionalità e depurandola dell'IVA, a seguito della diminuzione dell'aliquota IVA dal 22% al 5%, per il periodo luglio-settembre 2023, si stimano, prudenzialmente, effetti finanziari negativi, per l'anno 2023, di 4,26 milioni di euro.

Pertanto, gli effetti finanziari negativi complessivamente derivanti dalle disposizioni dei commi 4 e 5 sono valutati, per l'anno 2023, in 489,31 milioni di euro.

Il comma 6 reca la copertura finanziaria degli oneri derivanti dai commi 4 e 5, valutati in 489,31 milioni di euro per l'anno 2023, cui si provvede mediante corrispondente utilizzo delle somme versate all'entrata del bilancio dello Stato da parte della Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) entro il 31 luglio 2023 a valere sul conto di gestione relativo ai bonus sociali gas. Tale onere è compatibile con le disponibilità residue degli stanziamenti autorizzate con la legge di bilancio per il 2023, in particolare per la finalità del rafforzamento del bonus sociale; ciò alla luce della circostanza che le stime per la legge di bilancio 2023 erano state effettuate in un contesto di prezzi più elevati di quelli che è stato possibile apprezzare negli ultimi giorni del 2022, quando è stata adottata la deliberazione ARERA 735/2022 e che a fine novembre 2022 sono stati resi disponibili dal Sistema informativo integrato i dati di consumo annuo dei titolari di bonus, che sono stati pubblicati nel documento per la consultazione ARERA 646/2022 e che sono stati utilizzati per la revisione dei consumi di riferimento dei diversi profili di riferimento dei titolari di bonus gas.

**Articolo 3-ter (Misure in materia di produzione di energia da impianti alimentati da biogas e biomassa)**

Con la norma in argomento si apportano modificazioni al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28. Come noto, a differenza di altri impianti a fonti rinnovabili (per esempio, eolici e fotovoltaici) che sono caratterizzati da costi di investimento iniziali molto alti e costi di esercizio contenuti, gli impianti alimentati a biogas e biomassa hanno dei costi di esercizio molto elevati, in gran parte dovuti all'approvvigionamento delle materie prime.

I decreti del Ministro dello sviluppo economico 18 dicembre 2008, 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016, aventi a oggetto l'incentivazione alle fonti rinnovabili, prevedono che il periodo di durata dei regimi di sostegno sia commisurato al periodo di ammortamento degli impianti. Nel caso delle tecnologie a bassi costi di esercizio, la fuoriuscita dal perimetro di incentivazione non pregiudica il mantenimento della produzione; per gli impianti alimentati a biogas e a biomassa, anche dopo il loro ammortamento, sono sostenuti costi di esercizio elevati soprattutto per l'acquisto di combustibili.

Giova rilevare che, entro il 2027, si prevede la fuoriuscita dal perimetro di incentivazione di 1034 (su 1918 totali) impianti a biogas, per una potenza installata di 798 MW, e di 144 (su 484 totali) impianti a biomassa, che sviluppano una potenza pari a 535 MW.

Per tali tipologie di impianti, la fine del periodo di incentivazione può dunque segnare l'interruzione della produzione ove la remunerazione della vendita dell'energia elettrica a condizioni di mercato non sia tale da garantire la copertura dei suddetti costi di esercizio.

Come espressamente evidenziato nel PNIEC "Per il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili al 2030 sarà necessario non solo stimolare nuova produzione, ma anche preservare quella esistente e anzi, laddove possibile, incrementarla".



Per scongiurare la suddetta eventualità dell'interruzione della produzione, si prevede una riformulazione del comma 8 dell'articolo 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, che nella versione vigente già prevede la definizione da parte dell'ARERA di prezzi minimi garantiti, ovvero integrazioni dei ricavi conseguenti alla partecipazione al mercato elettrico, a beneficio però di tutti gli impianti a fonti rinnovabili. La modifica proposta consiste, dunque, in una nuova delega all'ARERA per la definizione di prezzi minimi garantiti, ovvero integrazioni dei ricavi conseguenti alla partecipazione al mercato elettrico, specificatamente dedicati agli impianti in esercizio alimentati a biogas e biomassa che beneficiano di incentivi in scadenza entro la data del 31 dicembre 2027 o che, entro tale data, rinunciano anticipatamente agli incentivi di cui sono titolari per aderire al regime di cui alla medesima proposta.

Nella definizione di tali misure si prevede, inoltre, che l'ARERA debba conformarsi ai seguenti criteri:

- a) i prezzi minimi garantiti, ovvero le integrazioni dei ricavi sono erogate a copertura dei costi di funzionamento, con il fine di garantire la prosecuzione dell'esercizio e un funzionamento efficiente dell'impianto;
- b) i prezzi minimi garantiti, ovvero le integrazioni dei ricavi sono differenziate in base alla potenza dell'impianto;
- c) gli impianti rispettano i requisiti di cui all'articolo 42 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199;
- d) il valore dei prezzi minimi garantiti, ovvero delle integrazioni dei ricavi è aggiornato con frequenza annuale, tenendo conto dei valori di costi delle materie prime e della necessità di stimolare gli impianti a una progressiva efficienza dei costi, anche al fine di evitare incrementi sui mercati delle materie prime correlati alla previsione di incentivi sul loro utilizzo energetico.

In quanto trattasi di meccanismi di sostegno alla produzione elettrica da fonti rinnovabili, l'incentivazione della produzione elettrica oggetto della norma in argomento trova copertura nelle tariffe dell'energia elettrica (componente Asos), non comportando, quindi, nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Con riguardo ad una valutazione dell'impatto economico a valere sulla componente ASOS, questo non risulta di agevole univoca definizione in assenza di dati certi sull'effettiva applicabilità del meccanismo, che dipende dall'andamento dei costi di mercato delle materie prime rispetto al prezzo dell'energia, dal numero di soggetti per i quali effettivamente troverà applicazione il meccanismo e dal livello di reintegrazione che dovrà valutare ARERA, sottoposto a revisione annuale. In ogni caso, adeguate e conservative ipotesi relative all'andamento dei prezzi di mercato e ai profili di producibilità dei diversi impianti consentono di individuare un costo addizionale sulle bollette della misura che si può stimare come non inferiore a circa 500 milioni di euro annui, considerando come ipotesi di base che circa il 50% degli impianti biogas non saranno interessati, in quanto opteranno per la riconversione a biometano.

Tanto premesso, si specifica che il valore individuato non considera il contributo al raggiungimento degli obiettivi ambientali previsti dalla commissione europea di decarbonizzazione del sistema.

*3-quater (Modifica al decreto legislativo 11 febbraio 2010, n. 22, in materia di coltivazione delle risorse geotermiche)*

Al fine di semplificare le procedure per l'utilizzo del pieno potenziale delle risorse geotermiche all'interno del territorio nazionale, ritenuto necessario alla realizzazione dei progetti strategici



per la transizione energetica del paese, la norma intende modificare la normativa esistente eliminando, per i titolari di permesso di ricerca di impianto pilota, i limiti di potenza installata pari a 5 MW per ogni impianto, e di energia prodotta per il sistema elettrico di 40.000 MWh annui attualmente previsti. Si mantiene tuttavia immutato il plafond complessivo di potenza installata nazionale di 50 MW. Invero, tali limiti appaiono non in linea con l'evoluzione tecnologica del settore e risultano contraddittori rispetto alla normativa vigente in materia e agli obiettivi di transizione ecologica.

Si prevedono altresì ulteriori requisiti per l'applicazione della disciplina ivi contenuta, relativa alla non applicazione del limite di potenza nominale e del limite di energia immessa nel sistema elettrico secondo i valori indicati nella proposta.

Pertanto non si determinano nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

*Articolo 3-quinquies. (Misure urgenti per incrementare la produzione di biometano nonché l'impiego di prodotti energetici alternativi)*

Il comma 1 è volto a prevedere semplificazioni procedurali per: (i) interventi di parziale o completa riconversione alla produzione di biometano di impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione ovvero (ii) per interventi su impianti per la produzione di biometano che siano già in esercizio. In particolare, si stabilisce che per tali ultimi interventi, che non prevedano l'incremento dell'area già occupata dall'impianto esistente e a prescindere dalla quantità risultante di biometano immesso in rete a seguito degli interventi stessi, siano sottoposti, in luogo che alla procedura autorizzatoria, al regime della procedura abilitativa semplificata (PAS) di cui all'articolo 6 del decreto legislativo n. 28 del 2011.

In relazione a quanto precede, la norma proposta, avente carattere ordinamentale, non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Il comma 2 è volto a chiarire che il trattamento specifico previsto sul gasolio commerciale di cui all'articolo 24-ter del decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, nonché le altre agevolazioni previste per il gasolio nella tabella A allegata al medesimo decreto legislativo, si applicano anche ai gasoli paraffinici ottenuti da sintesi o da idrotrattamento utilizzati, tal quali, nell'uso previsto in sostituzione del gasolio.

La disposizione ha portata chiarificatrice e pertanto ad essa non si ascrivono effetti di gettito.

*Articolo 3-sexies. (Disposizioni in materia di infrastrutture strategiche in ambito energetico)*

La norma mira a definire quali infrastrutture strategiche quelle infrastrutture lineari energetiche appartenenti alla rete nazionale dei gasdotti e quegli oleodotti facenti parte delle reti nazionali di trasporto, la cui realizzazione o il cui efficientamento siano diretti ad assicurare l'approvvigionamento e il trasporto lungo la direttrice nazionale sud-nord ovvero lungo i corridoi infrastrutturali energetici europei mediante opere rientranti nell'elenco unionale dei Progetti di interesse comune. Tale definizione delle predette infrastrutture lineari energetiche quali infrastrutture strategiche, dichiarate di pubblica utilità, urgenti e indifferibili ai sensi delle normative vigenti, è diretta a permettere alle amministrazioni a qualunque titolo interessate nelle procedure autorizzative per la realizzazione ovvero per l'efficientamento delle infrastrutture strategiche di attribuire ad esse priorità ed urgenza nel quadro degli adempimenti e delle valutazioni di propria competenza.

Come noto, il Regolamento (UE) n. 347/2013 – cosiddetto “Regolamento TEN-E” – ha istituito una strategia-quadro per la pianificazione e per l'attuazione delle infrastrutture energetiche



**nell'Unione, stabilendo in particolare nove corridoi considerati prioritari per la realizzazione ed il consolidamento di infrastrutture energetiche strategiche ed introducendo altresì un processo trasparente ed inclusivo per individuare e selezionare concreti progetti di interesse comune (PIC), necessari per l'attuazione dei corridoi prioritari. Le infrastrutture lineari energetiche rivestono infatti un ruolo assolutamente fondamentale in particolare per garantire la sicurezza del sistema di trasporto del gas naturale e per l'effettiva diversificazione delle fonti di approvvigionamento del sistema gas europeo, nonché per il rafforzamento della competitività del mercato europeo.**

**La strategicità di queste opere è accresciuta alla luce degli sforzi diretti ad aumentare le importazioni nei punti di ingresso: tali infrastrutture assumono oggi ancora maggiore rilevanza in considerazione delle delicate implicazioni derivanti dai mutati scenari internazionali, che rendono necessario ed urgente l'avvio delle attività realizzative di nuove opere in grado di incrementare le importazioni da fonti diverse da quelle provenienti dalla Russia, al contempo ricreando una condizione di equilibrio tra i flussi e la capacità di trasporto lungo la direttrice sud-nord. Inoltre, nel medio-lungo termine, tali infrastrutture potranno abilitare il percorso di decarbonizzazione del sistema energetico nazionale nel contesto europeo, con particolare riferimento al trasporto di idrogeno sia direttamente mediante un repurposing della linea stessa (realizzabile con materiali "H2-ready"), sia indirettamente garantendo la capacità di trasporto necessaria per il gas naturale e permettendo la conversione di altri asset lungo la medesima direttrice.**

**Inoltre, la norma mira poi a semplificare la vigente disciplina delle proroghe, per i casi di forza maggiore ovvero per altre giustificate ragioni, dei termini di emanazione dei decreti di esproprio, superando, per le infrastrutture lineari energetiche appartenenti alla rete nazionale dei gasdotti e per gli oleodotti facenti parte delle reti nazionali di trasporto, il vigente limite temporale del periodo non superiore a quattro anni di durata di dette proroghe. Oggi infatti la disciplina dell'espropriazione per pubblica utilità, dettata dal Decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327, è stata oggetto di numerose modifiche, fra le quali rientrano quelle apportate dal convertito decreto-legge n. 17/2022, con particolare riferimento alle proroghe dei termini di emanazione del decreto di esproprio che possono essere disposte dall'autorità che abbia dichiarato la pubblica utilità dell'opera, laddove si è previsto che tali proroghe possano essere disposte anche d'ufficio prima della scadenza del termine e per un periodo di tempo complessivo non superiore a quattro anni (prima di tali modifiche, la durata complessiva di dette proroghe non poteva superare i due anni). La proposta emendativa mira dunque a semplificare la disciplina, superando il limite di durata delle proroghe per i casi di forza maggiore ovvero per altre giustificate ragioni, con riferimento ai termini di emanazione dei decreti di esproprio per la realizzazione o per l'efficientamento di infrastrutture lineari energetiche appartenenti alla rete nazionale dei gasdotti e di oleodotti facenti parte delle reti nazionali di trasporto ed introducendo uno specifico limite temporale consistente in un periodo di tempo complessivo non superiore a otto anni.**

**In relazione a quanto precede, la norma, essendo volto a individuare le infrastrutture lineari energetiche quali infrastrutture strategiche e opere di pubblica utilità, indifferibili e urgenti, reca disposizioni di carattere ordinamentale e non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.**

**Infine, con riguardo al comma 3, la modifica normativa proposta riveste carattere di urgenza per garantire la semplificazione e l'efficientamento dei processi amministrativi nell'ambito dei procedimenti e autorizzazioni delle reti energetiche. In particolare si ricorda che comma 9-bis dell'articolo 6 del D.P.R. 327/2001, che si va a modificare, è stato inserito con il decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76 "Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale", il quale ha introdotto un primo intervento normativo di semplificazione e accelerazione relativamente al potere espropriante nell'ambito dei procedimenti autorizzativi delle infrastrutture delle reti**



energetiche nazionali, in sostanza ad oggi è previsto che l'autorità espropriante, nel caso di opere di minore entità, abbia facoltà di delegare, in tutto o in parte, al soggetto proponente l'esercizio dei propri poteri espropriativi.

Obiettivo della norma in esame è avviare un percorso di semplificazione amministrativa, che riguardi sia nello specifico gli interventi sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) e per la rete gas già individuati nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), sia in generale l'attività di sviluppo ed autorizzativa riguardante la RTN. Ad oggi, in considerazione dell'elevato numero di interventi previsti nel piano di sviluppo delle reti nazionali di trasporto di gas ed energia e considerata la necessità di fronteggiare l'emergenza energetica derivante dalla guerra in Ucraina, si ritiene di dover intervenire sulla norma in esame e prevedere la possibilità per l'autorità espropriante di delegare in tutto o in parte il soggetto proponente per tutte le tipologie di interventi di sviluppo e ammodernamento della rete. Tale ampliamento della delega si rende necessaria soprattutto per le opere di rete che coinvolgono molti soggetti e costituiscono un appesantimento per gli uffici della pubblica amministrazione, comportando molto spesso dei rallentamenti a valle dei processi autorizzativi già conclusi.

Ciò premesso, la norma in argomento riprende quanto previsto all'articolo 6, comma 9-bis, del DPR n. 327/2001; mentre nella citata disposizione il soggetto proponente è il concessionario della rete elettrica, nella proposta in esame il soggetto proponente si identifica nel concessionario della rete di trasporto gas; le società controllate richiamate nella norma non sono soggetti pubblici, analogamente al concessionario, pertanto dalla proposta in argomento non si determinano effetti sulla finanza pubblica.

*Articolo 3-septies. (Attività di interesse generale svolta dagli enti del Terzo settore e dalle imprese sociali)*

L'articolo inserisce nel novero delle attività di interesse generale per gli Enti del Terzo settore quelle aventi ad oggetto interventi e servizi finalizzati alla produzione, accumulo e condivisione di energia rinnovabile a fini di autoconsumo. Tale previsione consente di aggiornare il Codice del Terzo settore alla normativa avente ad oggetto le comunità energetiche, pertanto non si determinano nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

*Articolo 3-octies. (Interventi di sostegno alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili)*

La norma non produce impatti sulla finanza pubblica, in quanto la copertura del fabbisogno del meccanismo di incentivazione definito dal D.M. 4 luglio 2019 (cd. "DM FER 1") è garantita, nell'ambito degli oneri generali del sistema elettrico, dalla componente ASOS per l'alimentazione del "Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate".

La disposizione, pertanto, produce impatti per la bolletta elettrica. In particolare, considerando che per l'anno 2023 è atteso un fabbisogno ASOS pari a 7,5 miliardi di euro, si stima che l'applicazione dell'emendamento produrrebbe un incremento di tale fabbisogno pari allo 0,2%, la cui copertura risulterebbe garantita dal sistema elettrico.

L'articolo 4 (*Entrata in vigore*) reca l'entrata in vigore del provvedimento.





# Ministero dell'Economia e delle Finanze

DIPARTIMENTO DELLA RAGIONERIA GENERALE DELLO STATO

## **VERIFICA DELLA RELAZIONE TECNICA**

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

Il Ragioniere Generale dello Stato

Firmato digitalmente

