

RELAZIONE TECNICA

Articolo 1 (*Misure per promuovere l'autoproduzione di energia rinnovabile nei settori energivori a rischio delocalizzazione attraverso la cessione dell'energia rinnovabile a prezzi equi ai clienti finali energivori*)

La proposta normativa, con riferimento al comma 1, non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica avendo carattere ordinamentale, in quanto volta ad attribuire una preferenza, nell'individuazione del concessionario delle superfici di proprietà pubblica da destinare alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai progetti di impianti fotovoltaici o eolici volti a soddisfare il fabbisogno energetico dei soggetti iscritti nell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA).

Si prevede che con successivo decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica sia disciplinato un meccanismo per lo sviluppo di nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili rivolto alle imprese energivore, ossia le imprese iscritte nel relativo elenco istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA). In particolare, in base ai criteri definiti dal comma 2 della norma in esame, il meccanismo prevede la facoltà delle imprese interessate di richiedere al GSE un'anticipazione del valore dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di nuova realizzazione, ovvero oggetto di potenziamento che le medesime si impegnano a realizzare, nelle more dell'entrata in esercizio degli impianti interessati. L'anticipazione è restituita al GSE dalle imprese beneficiarie secondo le condizioni e le tempistiche di seguito indicate. L'anticipazione è riconosciuta dal GSE nei limiti dell'energia elettrica nella sua disponibilità, in forza dei meccanismi incentivanti dal medesimo gestiti. In particolare, si tratta dell'energia elettrica derivante da impianti a fonti rinnovabili che beneficiano di tariffe onnicomprensive, di meccanismi del ritiro dedicato dell'energia di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, o dello scambio sul posto di cui all'articolo 6 del medesimo decreto. L'anticipazione ricomprende anche il valore delle garanzie di origine correlate al suddetto volume di energia. Sulla base delle richieste di anticipazioni pervenute - pari a non più della metà della nuova potenza oggetto dell'impegno di realizzazione e nei limiti dei consumi riferiti all'impresa - il GSE procede all'assegnazione dei volumi di energia nella sua disponibilità e, ove la richiesta ecceda le disponibilità, provvede a riproporzionare le quantità in base alle richieste di anticipazione presentate. Sia l'anticipazione che la restituzione avvengono in forza di contratti di natura finanziaria, segnatamente mediante contratti per differenza a due vie. In ragione della natura finanziaria del meccanismo, il GSE rende disponibile sul mercato elettrico gestito dal GME l'energia correlata all'anticipazione; parimenti, le imprese assegnatarie offrono sul mercato elettrico gestito dal GME l'energia elettrica correlata alla restituzione.

Con riferimento al meccanismo di contrattualizzazione, la misura è strutturata, dal punto di vista finanziario, in modo da favorire, nel lungo periodo, l'equilibrio tra il valore dell'energia anticipata dal GSE, in un arco temporale di 36 mesi e il valore dell'energia restituito al GSE, in un arco temporale di 20 anni. Il prezzo di riferimento (*strike*) di detti contratti è fissato dal GSE, tenendo conto del costo efficiente medio di produzione di impianti *utility scale* di produzione da fonti rinnovabili riferiti a tecnologie mature.

Al fine di garantire una remunerazione adeguata del servizio di anticipazione svolto dal GSE, il prezzo di cessione oggetto del contratto di restituzione è pari a quello del contratto di anticipazione, facendo salve eventuali indicizzazioni per la durata del periodo di restituzione ove previste dalla disciplina contrattuale impiegata dal GSE per le misure di sostegno alle fonti rinnovabili. Ai fini della stipula dei contratti di anticipazione, le imprese assegnatarie forniscono inoltre le garanzie che saranno previste dal GSE a tutela dell'affidabilità del meccanismo, per il cui costo potrà essere riconosciuto alle imprese richiedenti un contributo pubblico a valere sugli importi da regolazione in esecuzione dei medesimi contratti di anticipazione stipulati da dette imprese. L'ARERA con uno o più provvedimenti stabilisce le modalità di copertura degli oneri derivanti dall'anticipazione dell'energia nella disponibilità del GSE, nonché le modalità di riconoscimento e copertura degli oneri del contributo per le garanzie, a valere sulla componente degli oneri generali afferenti al sistema elettrico destinata al sostegno delle fonti rinnovabili di energia.

La misura comporta un impatto certo sulla componente ASOS delle bollette elettriche nei primi tre anni in cui è prevista l'anticipazione a favore delle imprese energivore assegnatarie.

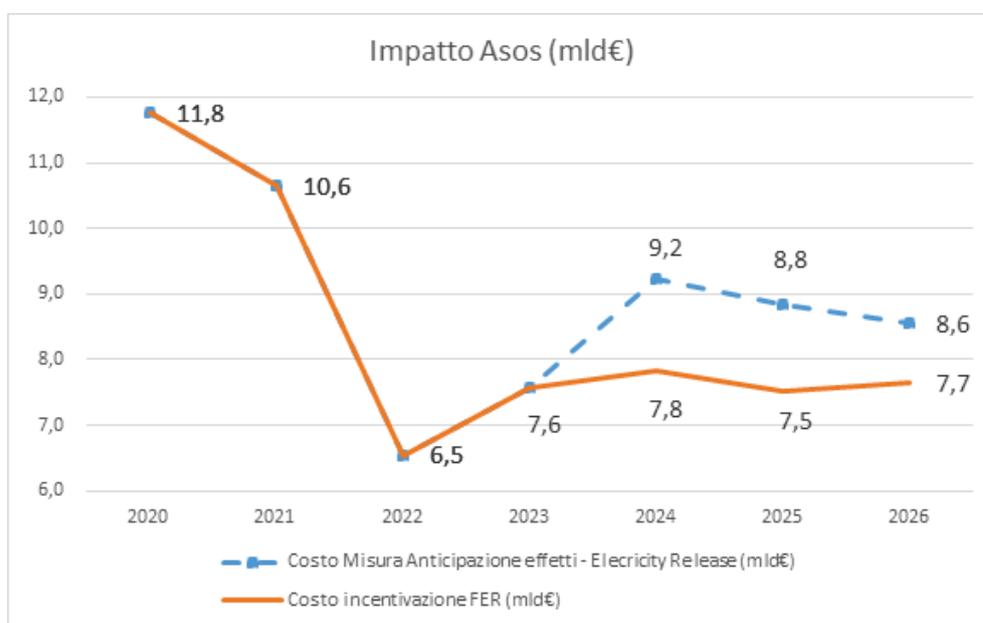
Secondo una stima aggiornata del GSE, l'energia elettrica da fonti rinnovabili nella disponibilità dello stesso ammonta per il 2023 a circa 25 TWh.

Complessivamente, la misura riguarda circa 3.800 imprese potenzialmente interessate, tra cui principalmente quelle operanti nei settori della metallurgia, chimica, vetro, materie plastiche, tessili, alimentari. L'elevato



numero di imprese coinvolte è conseguenza degli effetti della riforma in corso delle misure agevolative per gli energivori, prevista dall'art. 3 del decreto-legge 29 settembre 2023, n. 131.

In termini di impatto sulle bollette, assumendo il prezzo PUN pari a 128 €/MWh nel 2024, 125€/MWh nel 2025 e 108€/MWh nel 2026, nonché, il prezzo di riferimento (*strike*) dei contratti per differenza a due vie per l'anticipazione dell'energia, pari a circa 80€/MWh (che, sulla base dei dati comunicati dal GSE, riflette il costo efficiente stimato per le tecnologie di riferimento, in coerenza con la metodologia utilizzata per la definizione dei parametri tecnico-economici nell'ambito degli schemi di sostegno alla generazione da fonti rinnovabili), si ipotizza un impatto dei contratti di anticipazione nella componente ASOS per i tre anni di riferimento pari a circa 1-1,2 mld€. Al costo dei contratti per differenza, occorre aggiungere infine il valore delle garanzie di origine nella titolarità del GSE e riconosciuto alle imprese assegnatarie per un valore pari a ca. 200 mln €/anno (per un valore delle GO pari ca. 8 €/MWh).



Nella tabella 1 (sotto riportata) si riporta una stima degli oneri di anticipazione.

Gli effetti della restituzione sono invece difficilmente stimabili in quanto riferiti a orizzonti temporali molto lunghi (20 anni) per i quali non sono disponibili stime di prezzo affidabili.

È comunque ragionevole attendersi che, per il periodo di restituzione, il prezzo di mercato si collochi sensibilmente al di sopra del prezzo *strike* dei contratti per differenza, determinando così un beneficio per il sistema, per le seguenti ragioni:

- il prezzo di mercato di medio, lungo periodo tende a riflettere almeno il livello di costo efficiente della nuova capacità che entra di volta in volta nel mercato;
- si prevede che il prezzo *strike* rifletta solo eventualmente e, se del caso, in parte, l'evoluzione di costo che ci si attende per la produzione dell'energia rinnovabile anche per effetto delle dinamiche inflazionistiche, mentre il prezzo di mercato tenderà ad incorporare pienamente le dinamiche di costo;
- il prezzo *strike* della restituzione è pari a quello previsto nel contratto di anticipazione e, quindi, commisurato ai costi efficienti degli impianti al momento dell'anticipazione. Ne consegue che detto prezzo sarà inferiore a quello riconosciuto dal GSE per la nuova capacità che lo stesso deve contrattualizzare per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione di medio e lungo termine. Si determina così un "risparmio" sia in termini di minori volumi di nuova capacità che dovranno essere realizzati in futuro per raggiungere gli obiettivi di penetrazione delle fonti rinnovabili, sia in termini di costo per il sistema, in quanto parte di detta capacità è stata contrattualizzata ad un prezzo *strike* inferiore a quello che si determinerà in futuro anche per effetto dell'evoluzione dei costi e dell'inflazione.



In ordine agli effetti della misura nei riguardi del GSE, si precisa che dai contratti finanziari a due vie non si producono conseguenze finanziarie, anche di natura temporanea, in ragione del fatto che gli oneri sono posti interamente a carico della tariffa ASOS (relativa al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione), ivi compreso il contributo pubblico a copertura delle garanzie di origine.

Il GSE effettua le attività previste con le risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente.

Tabella 1 – Ipotesi per il calcolo degli oneri

Anno	Volumi [TWh]	Stima PUN [€/MWh]	Ricavi attesi da vendita GSE MGP [mln€]	Prezzo strike CFD [€/MWh]	Valore Cfd [mln€]	Impatto CfdAsos [mln€]	Valore GO [€/MWh]	Mancato ricavo GO [mln€]	Impatto AsosCfd +GO [mln€]
			A	J	B	C = A-B	I	D	C+D
2024	25,0	128,00	3.200,00	80,0	2.000,0	1.200,0	8	200,0	1.400,000
2025	25,0	125,00	3.125,00	80,0	2.000,0	1.125,0	8	200,0	1.325,000
2026	25,0	108,00	2.700,00	80,0	2.000,0	700,0	8	200,0	900,000

Con specifico riferimento al comma 2, let. a), tale disposizione è volta a prevedere che le imprese energivore possano sottoscrivere anche indirettamente, cioè anche per il tramite di soggetti terzi (tra cui i grossisti), contratti di approvvigionamento a termine per l'energia rinnovabile. Pertanto la norma, a carattere ordinamentale, non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Il comma 4-bis prevede la facoltà di recesso dei contratti sottoscritti dal GSE con i clienti finali prioritari nell'ambito del meccanismo dell'energy release 1. La finalità di questa previsione è quella di evitare gli esborsi che altrimenti questi soggetti sarebbero tenuti a corrispondere al GSE sulla base del contratto per differenza, alla luce degli attuali prezzi dell'energia elettrica.

La norma non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica né modifica negativamente il saldo tra entrate ed uscite nette del GSE dal momento che eventuali entrate del GSE devono essere portate a riduzione dell'ASOS. Sono partite passanti nel bilancio economico del GSE.

La misura comporta tuttavia un potenziale impatto sulla componente ASOS delle bollette elettriche in relazione all'esercizio della facoltà di recesso dei contratti sottoscritti dal GSE con i clienti finali prioritari nell'ambito del meccanismo dell'energy release previgente. La quantità di energia vincolata dai suddetti contratti è pari a circa 110 GWh, risultante dai contratti per cui non è pervenuta alcuna richiesta di variazione e da quelli per cui è associata una richiesta di riduzione delle quantità assegnate. Tale quota di energia, in considerazione della significativa riduzione dei prezzi di mercato, ha determinato ad oggi un debito dei soggetti interessati stimato in circa 10 milioni di euro per il 2023. Ne consegue che, in caso di piena adesione all'esercizio della facoltà concessa, detta somma si tradurrebbe in una mancata riduzione della Asos di pari importo.

Articolo 2 (Misure per il rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale e la relativa flessibilità)

L'articolo persegue, al comma 1, l'obiettivo di rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale attraverso misure per l'incremento della produzione nazionale e, nel contempo, di supportare la ripresa economica sostenendo, in particolare, i settori produttivi maggiormente colpiti dal significativo aumento dei prezzi del gas, con benefici sia per l'economia nazionale e l'occupazione, sia, indirettamente, per le entrate del bilancio pubblico.

A tali fini, la norma sostituisce l'articolo 16 del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17, convertito con modificazioni dalla legge 27 aprile 2022, n. 34, con l'obiettivo di superare le criticità attuative della disposizione vigente e di rafforzare ulteriormente gli obiettivi della stessa, e segnatamente quello di incrementare la produzione nazionale di gas naturale da destinare, a prezzi calmierati, ai clienti finali industriali a forte consumo energetico.

La norma non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, analogamente al vigente articolo 16 del decreto-legge n. 17 del 2022.



Nel complesso si stima che, con la nuova formulazione, si potranno assicurare alla produzione nazionale circa 50 milioni di metri cubi di gas all'anno in più rispetto ai 3 miliardi attualmente prodotti in media annualmente e 900 milioni di metri cubi di gas in più (da produrre in 20 anni) rispetto a quanto garantito dal vigente articolo 16 del decreto-legge n. 17/2022. Tale stima non tiene conto dell'ulteriore possibile incremento della produzione che potrà derivare da interventi tecnici di ottimizzazione dell'attività di recupero/estrazione del gas che gli operatori potranno valutare di attuare, anche mediante realizzazione di nuove infrastrutture minerarie per la ricerca e lo sviluppo della produzione di gas nell'ambito di concessioni esistenti.

Dal punto di vista finanziario, la misura è strutturata in modo da assicurare l'equilibrio tra il costo sostenuto dal GSE per remunerare la produzione incrementale di gas naturale approvvigionata e i ricavi provenienti dalla cessione ai clienti finali dei diritti sui medesimi quantitativi di gas. I costi di approvvigionamento sono determinati sulla base di costi di produzione di gas, distinti per campo di produzione, ed eventualmente per livello di produzione, comprensivi del tasso di remunerazione degli investimenti, come asseverati da società di rilievo internazionale iscritta al registro dei revisori legali.

Al fine di assicurare la più larga partecipazione delle imprese richiedenti si prevede che i diritti siano aggiudicati ai clienti in ordine crescente di prezzo all'esito di una o più aste che prevedono che l'allocazione sia effettuata in via prioritaria ai clienti finali industriali a forte consumo di gas.

I clienti prioritari sono rappresentati dalle imprese a forte consumo di gas naturale iscritte nell'elenco costituito dalla Cassa per i servizi energetici ambientali ai sensi del decreto del Ministro della transizione ecologica 21 dicembre 2021, n. 541, di attuazione dell'articolo 21 della legge 20 novembre 2017, n. 167. Si tratta di circa mille imprese operanti principalmente nei settori siderurgico, chimico, nonché della carta e del vetro/ceramica, con consumi complessivi di gas dell'ordine di circa 11 miliardi di standard metri cubi annui e, di conseguenza, particolarmente esposti all'aumento del livello dei prezzi del gas naturale.

I soggetti legittimati possono fare richiesta per quantitativi pari al prodotto tra il consumo medio degli ultimi tre anni, corretto di un fattore che tiene conto dell'incidenza dell'utilizzo del gas sul valore aggiunto dell'impresa ovvero della prevalenza dell'impiego di gas rispetto ai consumi di gas e di energia elettrica.

I diritti non assegnati sono oggetto di una ulteriore eventuale procedura, aperta alle altre tipologie di clienti nonché ai clienti a forte consumo di gas naturale per la differenza tra i loro consumi medi e le quantità ammesse in offerta sulla base delle precedenti aste.

Detti costi sono utilizzati quale prezzo di riferimento per lo svolgimento delle aste di allocazione, secondo il meccanismo del prezzo marginale, della produzione di gas naturale aggiuntiva in favore dei clienti finali.

Pertanto, il meccanismo mira ad assicurare, in primo luogo, la copertura dei costi sostenuti dal GSE per approvvigionare le quantità di gas. A fronte dell'emersione di eventuali proventi infra-marginali in esito all'aggiudicazione delle aste di allocazione, si prevede che questi siano utilizzati per la riduzione dei corrispettivi di utilizzo della rete di trasporto e distribuzione del gas naturale da parte dei clienti finali partecipanti alle procedure.

Si evidenzia altresì che l'efficacia delle nuove concessioni, delle proroghe e delle modifiche delle concessioni esistenti in applicazione della norma in esame è condizionata alla stipula dei contratti di approvvigionamento tra il GSE e i concessionari, la quale è, a sua volta, successiva allo svolgimento procedure di allocazione a favore dei clienti finali e relativa ai soli diritti offerti e aggiudicati. Ciò determina il presupposto per l'equilibrio finanziario del GSE in quanto il vincolo di remunerare il gas approvvigionato è relativo ai quantitativi effettivamente allocati ai clienti in esito alle procedure.

Ne consegue che i prezzi di acquisto e di cessione a lungo termine non hanno effetti sul soggetto pubblico, essendo soggetto passante fra domanda e offerta, anche al fine anche di rispettare la disciplina in materia di aiuti di Stato, non potendo vendere a condizioni peggiorative rispetto a quelle di acquisto. Inoltre, le garanzie rilasciate a beneficio dei concessionari sono date solo in corrispondenza ad analoghe garanzie rilasciate dai clienti finali industriali.

La disposizione prevede, infine, al comma 2 che, al fine di perseguire la flessibilità delle fonti di approvvigionamento del gas naturale e delle esigenze di sicurezza energetica nazionale, le opere finalizzate alla costruzione e all'esercizio di terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto *on-shore*, nonché le connesse infrastrutture, costituiscono interventi strategici di pubblica utilità, indifferibili e urgenti.

Il GSE effettua le attività previste con le risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente.

Sulla base di quanto sopra illustrato, la disposizione non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.



Il comma 2-bis è volto a modificare il comma 8 dell'art. 5 decreto-legge 17 maggio 2022, n. 50, convertito in legge con modificazioni dalla legge 15 luglio 2022, n. 91, al fine di:

- a) chiarire che l'istituzione del Fondo è strumentale al perseguimento dell'obiettivo di rafforzare la sicurezza dell'approvvigionamento energetico nazionale e contribuire al perseguimento degli obiettivi strategici di riduzione della dipendenza dai combustibili fossili russi e di accelerazione alla transizione verso l'energia pulita, attraverso la realizzazione delle opere e delle infrastrutture connesse di cui al comma 1 del medesimo articolo 5;*
- b) prevedere che la definizione dei criteri e della modalità di accesso al Fondo venga demandata ad un decreto interministeriale adottato dal Ministro dell'economia e delle finanze con il concerto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentita l'ARERA, in ragione della tecnicità del settore finanziario con le risorse del predetto Fondo. In particolare, quest'ultima proposta di modifica si rende necessaria ai fini di un maggiore allineamento della disposizione alle competenze normativamente attribuite ai Ministeri, in quanto la materia attinente ai "rigassificatori", rientra nella competenza esclusiva del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica che dovrà eventualmente notificare la misura di aiuto di Stato alla Commissione;*
- c) stabilire che la gestione del Fondo è affidata alla Cassa per i servizi energetici e ambientali che provvedendo con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente, dispone l'erogazione delle relative risorse in base ai criteri e alle modalità definiti dal decreto interministeriale. Per la gestione del Fondo è autorizzata l'apertura di apposito conto corrente dedicato.*

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

Il comma 2-ter non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, in quanto trattasi di misura di carattere ordinamentale, relativa alle condizioni per l'aggiudicazione delle gare di concessione.

La norma ha lo scopo di fornire una chiara interpretazione sulle procedure di gara rendendo più agevole l'adozione del regolamento sulle gare gas di cui all'articolo 6, comma 4, della legge n. 118 del 2022, dando così attuazione ai relativi obiettivi PNRR.

Si evidenzia in ogni caso che l'attuazione della milestone è già avvenuta con l'adozione della norma abilitante il regolamento delle gare gas.

Articolo 3 (Disposizioni in materia di concessioni geotermoelettriche)

Il comma 1 apporta modifiche al decreto legislativo 11 febbraio 2010, n. 22, in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche.

Lettere 0a) 0b) 0c)

Al fine di sfruttare il pieno potenziale delle risorse geotermiche all'interno del territorio nazionale, necessario alla realizzazione dei progetti strategici per la transizione energetica del paese, si prevede la modifica di una norma introdotta in sede di conversione del Decreto Legge 29 maggio 2023, n. 57 allo scopo di consentire alle aziende titolari di permessi di ricerca di richiedere l'ampliamento della potenza sfruttabile nell'impianto non appena dimostrata la validità dei risultati sperimentali. Tale modifica si inserisce all'interno dell'obiettivo comune di accelerare la transizione verso fonti di energia rinnovabile ed è in linea con la strategia di decarbonizzazione nazionale ed europea e con il rafforzamento della sicurezza energetica italiana e la tassonomia UE, senza comportare nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Il capoverso comma 8-bis consente la coltivazione delle risorse geotermoelettriche anche nelle aree termali una volta dimostrato che tali attività non hanno impatto sull'utilizzo delle acque a scopo termale (uso prevalente).

La disposizione introduce anche un nuovo criterio per la valutazione delle iniziative concorrenti.

Pertanto, non si determinano nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica. Le attività istruttorie e procedurali sono coperte dal contributo che le società versano per le spese delle attività svolte dai competenti uffici del Ministero per il rilascio di titoli minerari e autorizzazioni relative alla realizzazione di impianti e infrastrutture energetiche, ai sensi dell'art. 1, comma 110, della legge 23 agosto 2004, n. 239 e s.m.i..

Lettere a) e b).

La disposizione prevede tre specifici interventi.

Il primo prevede che, per le concessioni di coltivazione riferite ad impianti per produzione di energia elettrica, le cui scadenze sono allineate al 2024 (ossia quelle oggetto del terzo periodo del comma 10 dell'art. 16 del



decreto legislativo n. 22 del 2010), il termine per l'indizione della gara è stabilito in due anni prima della scadenza delle concessioni stesse.

Il secondo intervento proroga il termine di scadenza delle concessioni di coltivazione della risorsa geotermica, fissato oggi alla data del 31 dicembre 2025, per il tempo strettamente necessario al completamento del riordino della normativa di settore al 31 dicembre 2026.

Il terzo intervento, al fine di rafforzare l'autonomia energetica nazionale, nonché per il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione, dispone che l'autorità competente può chiedere al concessionario uscente di una concessione geotermoelettrica di presentare, entro un termine stabilito dall'autorità (comunque non successivo al 30 giugno 2024), un apposito piano pluriennale di investimenti. Tale piano potrà avere ad oggetto, esclusivamente: a) interventi di manutenzione e di miglioramento tecnologico degli impianti in esercizio, anche volti alla riduzione delle emissioni; b) interventi minerari per recuperare il declino naturale del campo geotermico; c) interventi per la sostenibilità ambientale, comprensivi di misure volte alla tutela e al ripristino ambientale dei territori interessati dalla concessione di coltivazione; d) interventi per la realizzazione di nuovi impianti di produzione e le attività minerarie a essi connesse ovvero per il potenziamento degli impianti esistenti; e) misure per l'innalzamento dei livelli occupazionali nei territori interessati dalla concessione di coltivazione. È previsto che l'autorità competente proceda alla valutazione del suddetto piano di investimenti; tale attività istruttoria potrà concludersi in senso positivo oppure negativo. In particolare, l'attività si concretizzerà nella valutazione del piano sotto il profilo della relativa fattibilità tecnica ed economica nonché della sua funzionalità agli scopi che si prefigge la norma. Il relativo procedimento valutativo prevede che, entro trenta giorni dalla data di presentazione del piano, l'autorità competente ha la facoltà di richiedere al concessionario interessato modifiche o integrazioni del piano medesimo; successivamente, in caso di valutazione positiva, da esprimersi entro 30 giorni dalla data di presentazione (ovvero entro 15 giorni dalla data di presentazione del piano modificato o integrato), l'amministrazione interessata provvederà a rimodulare le condizioni di esercizio della concessione di coltivazione relativa agli impianti interessati dal piano medesimo, anche sotto il profilo della durata (comunque non superiore a 20 anni), in coerenza con quanto previsto nel piano positivamente valutato.

Nel caso in cui, invece, il concessionario uscente non presenti il suddetto piano pluriennale degli investimenti oppure l'autorità competente non lo valuti positivamente oppure, da ultimo, qualora l'autorità competente accerti, in sede di monitoraggio (da svolgersi secondo le modalità disciplinate dall'autorità medesima), l'inadempimento del concessionario in ordine alla realizzazione degli interventi e delle misure del piano, anche sotto il profilo delle relative tempistiche, la norma dispone che, entro centottanta giorni dall'accertamento stesso, si procede alla riassegnazione della concessione di coltivazione secondo lo specifico procedimento delineato dall'articolo 9 del decreto legislativo n. 22 del 2010 (in particolare, dai commi 1, 3 e 4). In ogni caso non spetta alcun compenso o rimborso spese per le attività connesse alla predisposizione della proposta.

La disposizione non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. In particolare, la disposizione non determina maggiori oneri finanziari a carico dello Stato o delle regioni, potendo semmai comportare un incremento degli introiti da parte degli enti locali, in conseguenza del piano pluriennale di investimenti che si ipotizza venga proposto dal concessionario uscente, sottoposto a valutazione da parte dell'Autorità competente.

Comma 1-bis L'articolo 16 del Decreto Ministeriale 23 giugno 2016 fissava in 51 mesi, decorrenti dalla data di pubblicazione della graduatoria, l'arco temporale entro il quale sarebbero dovuti entrare in esercizio gli impianti geotermoelettrici che hanno partecipato alle procedure d'asta per l'ammissione ai relativi incentivi. Il termine è stato più volte prorogato in ragione dello stato di emergenza legato alla pandemia (proroga di 790 giorni in considerazione dell'evento calamitoso) e successivamente prorogato di ulteriori 24 in applicazione del DL 21/2022. La data ultima di entrata in esercizio, a legislazione vigente, sarebbe, pertanto, fissata al 26 aprile 2025. Si rammenta che ai sensi dell'articolo 16, comma 5 del Decreto Ministeriale 23 giugno 2016, la violazione del termine di entrata in esercizio comporta per l'operatore la decadenza dagli incentivi e la perdita della cauzione versata.

I forti ritardi che stanno caratterizzando la fase di permitting delle installazioni in questione non consentirebbero di rispettare i termini di entrata in esercizio previsti. La conseguente decadenza dagli incentivi segnerebbe il definitivo fallimento delle iniziative e un danno oltre che per gli operatori, anche per il sistema in quanto verrebbe meno l'installazione di capacità da fonte rinnovabile (e segnatamente da fonte geotermoelettrica) attesa a seguito dello svolgimento delle procedure d'asta ai sensi del Decreto Ministeriale 23 giugno 2016.

La presente norma ha l'obiettivo di fornire una soluzione a tali problematiche.



La disciplina non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica. La norma non ha impatti sulle tariffe Asos poiché non modifica il perimetro di riferimento degli impianti già previsti nel DM 23 giugno 2016. Si precisa che il GSE effettua le attività previste a valere sulle risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente

Articolo 4 (Disposizioni per incentivare le regioni a ospitare impianti di produzione di energia a fonti rinnovabili)

La disposizione prevede oneri derivanti dal comma 1, nel limite di 200 milioni di euro per ciascuno degli anni dal 2024 al 2032, ai quali si provvede a valere sui proventi derivanti dalle aste delle quote di emissione di anidride carbonica di cui all'articolo 23 del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47, di competenza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

La stima dei proventi d'asta per gli anni 2024-2026 richiede una valutazione dei volumi di quote di emissione che saranno messi all'asta e dei prezzi che si formeranno sul mercato. Il quadro è ulteriormente arricchito dalla recente e sostanziale modifica dello *European Union Emissions Trading System*, ad opera della direttiva (UE) 2023/959, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 10 maggio 2023.

Con riferimento ai volumi da collocare all'asta, annualmente la Commissione UE quantifica le quote da destinare alle aste ai sensi del regolamento (UE) 1031/2010 della Commissione del 12 novembre 2020 (c.d. regolamento aste), nonché ai sensi della decisione (UE) 1814/2015 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 6 ottobre 2015 (c.d. decisione sulla riserva di stabilità). La quantificazione avviene, ai sensi della regolazione vigente, entro il 15 luglio di ogni anno e si riferisce ai dodici mesi compresi tra il successivo settembre e agosto dell'anno seguente.

Nello scorso mese di luglio è stato pubblicato il Calendario delle Aste CO₂ per l'anno 2023; per l'Italia le quote di emissione che saranno complessivamente messe all'asta nel 2023 passano da 53.373.000 a 42.653.500 quote "Emission Unit Allowances" (EUA).

Per i successivi anni non sono noti i volumi di quote EUA ed "Emission Unit Allowances Aviation" (EUA A) che saranno collocati all'asta ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di riduzione delle emissioni pari al -62% nel 2030 rispetto al 2005. Il dato, evidentemente, sarà altresì condizionato dalla congiuntura economica (domanda di quote di emissione) – e conseguentemente dal *surplus* – e sarà noto entro il 1° giugno di ogni anno per l'anno d'asta in corso.

È necessario considerare molteplici fattori che potrebbero influenzare gli effettivi volumi di EUA ed EUA A in asta, in particolare:

- a partire dal mese di luglio 2023, sono collocate all'asta quote aggiuntive a quelle ordinariamente previste a sostegno del *Recovery and Resilience Facility* nell'ambito del piano REPowerEU. Annualmente, in base al prezzo di riferimento, verranno stabilite le quote da collocare negli anni successivi. Le aste termineranno al raggiungimento della soglia prestabilita, e comunque non oltre l'agosto del 2026;
- a seguito della modifica della decisione (UE) 2015/1814, il tasso di prelievo del Meccanismo della Riserva di Stabilità permane al 24% del *surplus* fino al 2030 ma è introdotto un ulteriore elemento volto a rendere graduale l'azione della Riserva qualora il *surplus* sia prossimo alla soglia delle 1.096 milioni di quote di emissione: qualora il numero di quote in circolazione (*Total Number of Allowances in Circulation* – TNAC o surplus) sia superiore a 1.096 milioni di quote, il prelievo dalle aste sarà del 24%; di contro, qualora il numero totale di quote in circolazione sia compreso tra 833 milioni e 1.096 milioni, un numero di quote pari alla differenza tra il TNAC e 833 milioni è dedotto dal quantitativo di quote che gli Stati membri devono mettere all'asta a norma dell'articolo 10, paragrafo 2, della direttiva 2003/87/CE ed è integrato nella riserva. Infine, il numero di quote nella riserva deve essere pari a 400 milioni di quote;
- la quantificazione annuale delle emissioni (elemento connesso alla congiuntura economica, ma anche al *mix* di generazione di energia in Europa, compreso il tasso di *phase out* delle centrali a carbone) che verranno rilasciate in atmosfera nei prossimi anni, ha un impatto diretto sulla stima della domanda di quote da parte degli operatori in EU ETS e sull'entità del TNAC calcolato come segue: TNAC = Offerta di quote – (Domanda di quote + Quote nella Riserva di stabilità di mercato);
- l'estensione del campo di applicazione al settore marittimo e le modifiche al settore aviazione, entrambi in attesa di forte crescita emissiva, nonché la piena fungibilità di EUA ed EUA A a partire da gennaio 2025 e dalla probabile fusione delle sessioni d'asta in un'unica sessione dedicata a quote di emissione senza alcuna distinzione nell'EU ETS.

La valutazione inoltre tiene conto dell'aggiornamento dal 2024 del fattore lineare pari al 4,3 % dal 2024 al 2027 e a 4,4 % a partire dal 2028. Tiene conto anche dell'introduzione del Fondo Sociale per il Clima nel



2025, che prevede la messa all'asta di 40 milioni di quote del quantitativo che altrimenti potrebbe essere assegnato a titolo gratuito e 10 milioni di quote del quantitativo che altrimenti potrebbe essere messo all'asta. Non tiene conto nel 2026 della riduzione fino al completo *phase out* al 2034 delle quote a titolo gratuito che saranno messe all'asta per effetto del *Carbon Border Adjustment Mechanism* - CBAM.

I proventi, in considerazione di quanto sopra, dovrebbero attestarsi in maniera crescente tra i 3,7 miliardi di euro nel 2023 e i 4,9 miliardi di euro nel 2026.

Alla copertura dei costi derivanti dalle attività di cui al **comma 1** si provvede nel limite di 5 milioni di euro per il 2024 a valere sulle risorse relative ai contributi annui di cui al **medesimo comma 1**.

Articolo 4-bis (Semplificazione in materia di procedimenti di valutazione di impatto ambientale)

L'articolo 4 bis ricalca l'attuale regime di gestione di tale tipologia di interventi dal momento che attualmente i c.d. revamping e repowering (indicati con la definizione in italiano utilizzata nei vari provvedimenti normativi in materia di energia) sono inquadrati come modifica di impianti esistenti già sottoposti a procedura di compatibilità ambientale e pertanto esaminati in verifica di assoggettabilità a VIA. La norma di natura ordinamentale di fatto specifica una prassi amministrativa in atto, senza determinare nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Articolo 4-ter (Ulteriori disposizioni per la promozione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili)

La norma di cui al comma 1 consiste in un aumento delle trattenute a carico dei titolari degli impianti fotovoltaici e non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, né sugli oneri generali del sistema elettrico (componente ASOS).

Relativamente al comma 2, il superamento dell'interpretazione dell'originario divieto di incentivazione per gli impianti fotovoltaici a terra nelle aree agricole, pur comportando un allargamento del perimetro degli impianti che possono candidarsi alla percezione degli incentivi, non determina un incremento della spesa per incentivi in un quanto l'ammissione ai regimi di sostegno avviene nei limiti di contingenti di potenza incentivabile predeterminati.

Pertanto, a parità di potenza incentivabile, l'allargamento della platea introdotto dalla proposta emendativa non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, né sugli oneri generali del sistema elettrico (componente ASOS). Si fa presente, inoltre che gli impianti fotovoltaici a terra, avendo costi contenuti rispetto alle altre tecnologie, hanno un minor impatto sull'ASOS.

Con riferimento al comma 3, si rappresenta quanto segue.

La lettera a) introduce un mero criterio di priorità per l'accesso agli incentivi.

La lettera b) consente di coordinare il d.lgs. n. 199 del 2021, rispetto alla proposta emendativa di cui al precedente comma 4.

La lettera c) introduce una previsione di mero coordinamento.

La disciplina non comporta pertanto nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, né sugli oneri generali del sistema elettrico (componente ASOS).

Relativamente ai commi 4, 5 e 6, si rappresenta quanto segue.

Mediante le norme citate si propone il graduale superamento del meccanismo dello scambio sul posto e la possibilità per gli operatori interessati di optare per il meccanismo del ritiro dedicato.

Il regime dello scambio sul posto è finanziato attraverso la raccolta degli oneri tariffari gravanti sulla bolletta elettrica di cittadini e famiglie e in particolare sulla Componente ASOS per la copertura degli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili.

L'onere complessivo imputabile al regime dello scambio sul posto nell'anno 2023 è stato pari a 200 mln di € ca., importo risultante dalla differenza tra i ricavi della valorizzazione dell'energia nell'ambito di tale regime (pari a 800 mln di € ca.) e i costi correlati (pari a 600 mln di € ca.). Al termine del completamento del phase-out di tale meccanismo si avrebbe pertanto una diminuzione del fabbisogno ASOS stimabile all'incirca in 200 mln di € l'anno. Va infatti osservato che il regime del ritiro dedicato che la norma propone come opzione per gli operatori interessati, presenta dei costi del tutto passanti e pressoché sovrapponibili ai correlati ricavi. Pertanto, anche nell'ipotesi in cui la soppressione del regime dello scambio sul posto dovesse comportare un aumento lineare del numero di convenzioni di ritiro dedicato, il fabbisogno ASOS diminuirebbe all'incirca di 200 mln di €.

La disciplina in argomento non comporta pertanto nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, né sugli oneri generali del sistema elettrico (componente ASOS).



In particolare, si alleggeriscono gli oneri a carico del GSE non comportando effetti negativi sull'equilibrio economico del Gestore stesso poiché il meccanismo del ritiro dedicato che prevede il trasferimento all'operatore dei prezzi di mercato è passante per il GSE e non ha impatti sull'ASOS.

Il comma 7 introduce una mera disposizione di coordinamento e/o interpretativa e non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, né sugli oneri generali del sistema elettrico (componente ASOS).

Articolo 4-quater (Modifiche all'articolo 10-septies del decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, convertito, con modificazioni, dalla legge 20 maggio 2022, n. 51, in materia di misure a sostegno dell'edilizia privata)

La norma proroga i termini di inizio e di ultimazione dei lavori, previsti dal testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia, nonché le convenzioni di lottizzazione e i piani attuativi. Trattasi, pertanto, di disposizione di natura ordinamentale da cui non derivano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Articolo 4-quinquies (Semplificazione dell'accesso agli incentivi in merito agli interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili nell'area dell'Italia centrale colpita da gli eventi sismici del 2016)

La norma ha l'obiettivo di superare alcune criticità e disallineamenti legati alla possibilità di accedere agli incentivi del conto termico, disciplinati dal decreto interministeriale del 16 febbraio 2016, da parte dei soggetti attuatori pubblici che operano all'interno del cratere sismico del Centro Italia ai sensi del decreto-legge 17 ottobre 2016 n. 189, convertito, con modificazioni, dalla legge 15 dicembre 2016 n. 229, riguardante gli interventi urgenti in favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici del 2016, con specifico riferimento agli interventi di riqualificazione degli edifici esistenti.

In particolare, la norma prevede la possibilità, per gli Uffici speciali per la ricostruzione post sisma 2016, di rappresentare nei confronti del GSE il soggetto responsabile per l'intervento, allineando il ruolo con quello di soggetto attuatore, previsto dal citato decreto-legge 17 ottobre 2016 n. 189 ed evitando la presentazione dei progetti da parte delle singole amministrazioni pubbliche in maniera non coordinata.

Inoltre, il soggetto attuatore pubblico si trova nella difficoltà di rispettare le scadenze definite nel decreto interministeriale del 16 febbraio 2016. Tale difficoltà è riferita alla necessità di operare in aree estese completamente distrutte e spesso prive di sottoservizi e infrastrutture stradali. Pertanto la norma, in tali casi, prevede un'estensione delle tempistiche per la realizzazione degli interventi.

La norma, di carattere ordinamentale non amplia il perimetro dei soggetti ammessi, e non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

In particolare, si precisa che l'incentivo del Conto Termico è uno strumento di finanziamento in conto capitale, gestito ed erogato dal Gestore Servizi Energetici – GSE, che rimborsa in parte le spese rendicontabili sostenute per gli interventi previsti dal Decreto Ministeriale del 16 febbraio 2016 e pertanto le quote incentivate sono definite per tipologia di intervento agli Allegati del menzionato Decreto Ministeriale.

In relazione alle nuove competenze assegnate agli Uffici speciali per la ricostruzione post sisma 2016, giova specificare che la proposta emendativa rende neutra la spesa di personale degli Uffici coinvolti poiché le stesse verranno svolte dal personale in servizio (ai sensi e per gli effetti dell'art.50 del decreto legge 17 ottobre 2016, n. 189).

La nuova procedura di prenotazione dell'incentivo del conto termico di cui all'art. 28 del d.lgs. 28/2011, introdotto al comma 3 non è ostativo per il Gestore Servizi Energetici a sostenere, nel procedimento di prenotazione dell'incentivo, ulteriori potenziali beneficiari.

Articolo 4 sexies (Modifiche all'articolo 8 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, concernente la Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS)

Relativamente al comma 1, si rappresenta quanto segue.

Il legislatore, stante l'esigenza di garantire la realizzazione del processo di transizione energetica - a fronte dell'esponentiale aumento del numero delle istanze soggette alle procedure di valutazione ambientale di competenza delle Commissioni tecniche VIA-VAS e PNRR-PNIEC - è intervenuto modificando in aumento il numero dei commissari e destinando risorse finanziarie a copertura dei costi di funzionamento.

La disciplina di cui al presente articolo si inserisce in questo percorso di riforme normative volte, da un lato a semplificare e accelerare le procedure di valutazione ambientale e, dall'altro, a rendere più efficiente lo svolgimento delle medesime.



A tal fine si evidenzia che le tariffe versate dai proponenti nell'ultimo biennio sono in grado di coprire i maggiori costi individuati nel provvedimento in esame e da riportare nel decreto interministeriale da adottarsi annualmente ai sensi dell'art. 8 comma 5 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

ENTRATE DA TARIFFE

2022: euro 28.018.597,32;

2023: euro 37.613.775,28.

Il comma 1, lettera a), punto 1), prevede l'incremento di 20 unità della Commissione tecnica VIA VAS. Le spese di funzionamento della Commissione VIA VAS e della Commissione PNRR PNIEC, ivi inclusi i compensi per i Commissari, ammontano annualmente a 22 M€, circa, comprensivi degli oneri connessi ai 20 Commissari aggiuntivi ora previsti (stimando un costo medio annuo di 70.000 euro per ciascun Commissario, la spesa aggiuntiva complessiva per l'incremento del personale della Commissione VIA VAS ammonta a 1,4 milioni di euro annui). Pertanto l'ammontare annuo dei proventi risulta adeguato a soddisfare il fabbisogno complessivo sopra indicato, senza determinare oneri a carico della finanza pubblica.

Il comma 1, lettera a), punto 2), prevede che la Commissione tecnica VIA-VAS si avvalga dell'ISPRA per lo svolgimento delle istruttorie tecniche in materia di valutazione ambientale, nel limite di spesa annuo di 500.000 euro cui si provvede con gli importi derivanti dalle tariffe a carico dei proponenti di cui all'articolo 33 del decreto legislativo n. 152 del 2006.

Tenuto conto che l'importo delle entrate da tariffe ammontano nel 2022 a 28.018.597,32 euro e nel 2023 a 37.613.775,28 euro, nel solco di un trend crescente per effetto dei maggiori investimenti per il PNRR e il PNIEC previsto anche nei prossimi anni e tenuto conto altresì che l'importo di 500.000 euro indicato nella norma rappresenta un valore non significativo rispetto all'ammontare annuo delle entrate dalle tariffe ed è altresì indicato come limite massimo di spesa, la disposizione non determina nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Con particolare riferimento alla copertura degli oneri della convenzione con le tariffe di cui all'articolo 33, comma 1, si precisa che la stessa dovrà avvenire con le medesime modalità con cui sono coperti gli altri oneri di funzionamento delle Commissioni, che prevedono, ai sensi dell'art.8, comma 5, del Dlgs 152/2006, la predisposizione di un decreto MASE, di concerto MEF che definisce le spese di funzionamento delle Commissioni VIA VAS e PNRR PNIEC.

Il comma 1, lettera b) prevede alcune modifiche al comma 5 dell'articolo 8 del decreto legislativo 152/2006 volte ad aggiornare le disposizioni relative alle modalità di riassegnazione delle risorse derivanti dai proventi delle tariffe di cui all'articolo 33, comma 1, dello stesso decreto legislativo 152/2006 nonché le modalità di attribuzione dei compensi ai commissari della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale e della Commissione tecnica PNRR-PNIEC.

Articolo 4-septies (Modalità innovative per il supporto alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili)

La norma, che interviene sul decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, è volta ad abilitare il meccanismo di supporto (c.d. decentralizzato) in cui il Sistema si assume la responsabilità di definire il quantitativo e la localizzazione delle fonti rinnovabili da realizzare al fine di garantire il perseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione al minor costo per il Sistema, lasciando agli operatori di mercato la responsabilità e i rischi connessi alla scelta del mix di tecnologie più efficiente da realizzare che sia in grado di soddisfare le esigenze del Sistema, attribuendogli un maggiore margine di scelta rispetto ai meccanismi di supporto convenzionali (cfr. FER1).

Il contratto oggetto della procedura concorsuale ipotizzato ha una struttura semplificata con profili standard e non è più collegato a uno specifico asset sottostante. Il sottoscrittore del contratto si assume l'obbligo di immettere su base annua una quantità di energia rinnovabile da impianti nuovi certificati, pari a una quota del profilo standard (con la possibilità di compensare su anni diversi e/o di acquisire, da soggetti terzi, certificati emessi dal GSE in funzione dell'energia rinnovabile immessa in rete dai sottoscrittori dei Cfd – contratti per differenza).

Il disaccoppiamento del contratto con l'asset sottostante avrebbe l'effetto di ridurre sensibilmente il rischio volume per l'investitore.

Al fine di consentire l'abilitazione del meccanismo, la proposta normativa contempla l'esigenza di identificare un profilo coerente con le esigenze del Sistema, così da lasciare al mercato la scelta del mix tecnologico da utilizzare e la necessità di ridurre al minimo il rischio a cui sarebbero soggetti gli



operatori del mercato nel caso in cui non fossero in grado di replicare in modo efficiente il profilo del contratto.

Al fine di soddisfare queste due esigenze potenzialmente contrastanti (standardizzazione del prodotto versus minimizzazione del rischio profilo gestito dall'operatore di mercato), è previsto:

§ che il profilo del contratto sia di tipo standard con un requisito obbligatorio di quota minima di produzione su base annua da impianti alimentati da fonte rinnovabile di nuova realizzazione con produzione certificata dal GSE;

§ che i partecipanti alle aste Cfd possano riflettere nelle rispettive offerte anche i costi dei prodotti di time shifting.

La norma interviene sul decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, introducendo un meccanismo di supporto alternativo rispetto a quanto già previsto nell'ambito del citato decreto, prevedendo la definizione di contingentati che tengano conto degli obiettivi di decarbonizzazione anche con riferimento ai meccanismi di supporto già previsti o entrati in vigore ai sensi della normativa vigente. In tal senso non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, né sugli oneri generali del sistema elettrico (componente ASOS).

Si precisa che il processo di certificazione dovrà prevedere una fase preliminare di istruttoria tecnica svolta da parte del GSE e finalizzata alla qualificazione tecnica ed amministrativa dei nuovi impianti FER oggetto dalla misura di supporto. Per tale finalità, nonché per quelle di assolvimento degli obblighi contrattuali con gli operatori beneficiari, il GSE valorizzerà i processi – opportunamente customizzati - e le risorse già in uso nell'ambito della gestione ordinaria dei meccanismi di incentivazione alle rinnovabili nel settore elettrico e di riconoscimento ed annullamento della garanzie di origine, nonché delle relative modalità di implementazione dei flussi informativi con gli operatori e con il GME nell'ambito di progettualità analoghe, senza aggravio di costi operativi-gestionali da porre a carico delle tariffe del sistema elettrico

La necessità del certificato è funzionale esclusivamente alla verifica dell'obbligo contrattuale in termini di energia immessa in rete per garantire il rispetto degli obiettivi di decarbonizzazione del sistema; pertanto, non è previsto alcun conferimento di risorse in favore degli operatori a carico del GSE.

Il soggetto deputato all'organizzazione della piattaforma di scambio dei certificati è il GME, potendo così beneficiare delle economie di scala e di scopo derivanti da modalità di funzionamento analoghe a quelle in essere per la gestione di altri mercati organizzati dal Gestore.

I costi, come già avviene per altri mercati organizzati dal GME, trovano copertura mediante i corrispettivi applicati agli operatori che utilizzano la piattaforma; pertanto, non sono previsti nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, né sugli oneri generali del sistema elettrico (componente ASOS).

Con riguardo alla Riforma 1 - M2C2-6 del PNRR non si ravvisano profili di incompatibilità.

La riforma, come rappresentato, si pone tra gli obiettivi al punto 3 il "completamento del meccanismo di sostegno alle fonti di energia rinnovabile, anche per altre tecnologie non mature o dai costi operativi elevati, ed estensione del periodo di svolgimento delle procedure competitive per il c.d. meccanismo "FER 1".

Per quanto riguarda la definizione del meccanismo di supporto alla produzione di energia rinnovabile da fonti e tecnologie non mature o con costi elevati di esercizio (c.d. FER2) lo stesso è nelle fasi finali di negoziato con la commissione europea ai fini della valutazione di compatibilità con la disciplina in materia di aiuti di stato; per quanto attiene invece l'estensione del periodo di svolgimento delle procedure competitive del meccanismo FER 1, tale obiettivo è stato già raggiunto (cfr. articolo 9, comma 4 del d.lgs. 199 del 2021).

Articolo 4-octies (Disposizioni in materia di destinazione dei proventi derivanti dalle aste ETS per la compensazione dei costi indiretti)

La norma dispone la destinazione dei proventi derivanti dalle aste Co2, eccedente il valore di 1 miliardo, nel limite massimo di 300 milioni di euro a decorrere dall'anno 2025 al Fondo per la Transizione Energetica nel Settore Industriale (Fondo TESI) nel rispetto della normativa europea in materia di aiuti di Stato e della normativa relativa al sistema dello scambio di quote di emissione dei gas ad effetto serra di cui alla direttiva 2003/87/CE.

La norma, stabilendo una finalizzazione delle risorse sui proventi delle aste ETS, non determina effetti sulla finanza pubblica, inoltre il richiamo al rispetto della normativa europea in materia di sistema di scambio di emissioni di gas serra assicura il rispetto della percentuale del 25% di cui all'articolo 29, comma 3 del Dlgs 47/2020.



La ragione dell'incremento delle risorse da destinare al Fondo Tesi è rinvenibile sia nella necessità di adeguare l'entità del ristoro attualmente concesso all'aumento del prezzo della quota di CO2 (prezzo medio degli ultimi due anni oscilla tra gli 80/82 euro a quota), sia nel maggior gettito derivante dai proventi delle aste rispetto a quanto incamerato all'epoca in cui è stata adottata la norma primaria di introduzione del fondo (anno 2023 oltre 3,3 miliardi di euro)".

Articolo 5 (Misure per il contributo alla flessibilità del sistema elettrico da parte degli impianti non abilitati alimentati da bioliquidi sostenibili)

Il d.lgs. 199/2021 all'art. 5, comma 5, lettera h), ha previsto misure per integrare i ricavi conseguenti alla partecipazione al mercato elettrico, a favore di impianti a fonti rinnovabili che continuano ed essere eserciti al termine del periodo di diritto agli incentivi, con particolare riguardo agli impianti a fonti rinnovabili con costi di generazione legati ai costi di approvvigionamento del combustibile, tenendo conto della necessità di contenimento dei costi secondo logiche di efficienza e comunque nel rispetto di un principio di economia circolare e della disciplina in materia di aiuto di Stato.

La disposizione in esame introduce un meccanismo per la contrattualizzazione di capacità produttiva alimentata da impianti già esistenti alimentati a bioliquidi sostenibili, che sono perlopiù prossimi al termine del periodo di incentivazione, volto a mantenere la loro capacità produttiva in condizioni di funzionamento efficiente nei prossimi anni anche per far fronte alle crescenti esigenze di *back up* e modulazione del sistema elettrico, in particolare quando la disponibilità delle altre fonti FER non è pienamente sufficiente a coprire la domanda elettrica. I criteri, le modalità e le condizioni di attuazione del meccanismo di contrattualizzazione saranno specificati mediante decreto ministeriale da emanarsi entro 120 giorni dalla entrata in vigore del decreto-legge. Nelle more dell'entrata in operatività del meccanismo di contrattualizzazione prima descritto e comunque non oltre il 31 dicembre 2025 è prevista la remunerazione, della produzione elettrica del medesimo perimetro di impianti alimentati da bioliquidi sostenibili, tramite lo strumento dei prezzi minimi garantiti.

L'incentivazione della produzione elettrica da bioliquidi sostenibili mediante prezzi minimi garantiti trova copertura a valere sugli oneri generali di sistema afferenti al settore elettrico (componente Asos) e non comporta, pertanto, nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Con riguardo alla valutazione dell'impatto economico a valere sulla componente Asos, una stima basata sull'andamento dei prezzi di mercato delle *commodity* e sulla produzione storica degli impianti a bioliquidi - assumendo un tasso di adesione al meccanismo dell'80% - individua un costo addizionale sulle bollette della misura in un valore pari a 233 milioni di euro che corrispondono al 4% del fabbisogno Asos atteso per il 2024 di 5,9 Mld €/anno e che comporterebbe un incremento indicativo sulla bollette elettrica di una famiglia tipo di 3 euro su base annua.

Gli *input* e i calcoli elaborati ai fini della stima dell'onere transitorio della misura sono esplicitati nella tabella di seguito riportata.

Variabile	Descrizione	Valore	unità	Nota
A	Produzione Bioliquidi annua	3.088	GWh	Produzione lorda 2022 fonte statistiche Terna
B	Produzione netta/lorda	95%	%	Parametro desunto da impianti di medesima tecnologia da statistiche Terna
C=AxB	Produzione Bioliquidi netta	2.940	GWh	Calcolo Produzione netta bioliquidi
D	Forecast PUN medio (11/23-4/24)	140	€/MWh	Media prezzi Mercato a Termine fonte GME (5/10/23)
E	Corrispettivo unitario PMG	341	€/MWh	Elaborazione su quotazioni oli vegetali piazza Milano e formule Delibera 209/2023/R/eel
F	Tasso di adesione	80%	%	Ipotesi tasso di partecipazione alla disposizione
G=CxFx(E-D)	Impatto medio Asos DI energia bioliquidi	473	Mln €/anno	Calcolo onere annuo disposizione



H	Durata transitoria disposizione comma 1	120	gg	Durata transitoria disposizione art. 2, comma 1
I	Durata transitoria disposizione con ritardi (6 mesi)	180	gg	Durata transitoria disposizione con ipotesi ritardo Delibera ARERA 60 gg
J = G x I/365	Stima spesa misura transitoria bioliquidi	233	Mln €	Calcolo onere annuo riproporzionato su durata transitoria ipotizzata

In ragione dei dati medi storici comprensivi del 2023 di cui si è tenuto conto per calcolare l'impatto stimato dell'articolo in argomento, la previsione per gli anni 2024 e 2025 dell'applicazione dei prezzi minimi garantiti comporta un impatto complessivo sulla componente Asos delle bollette energetiche di 340 mln di euro.

Si specifica, tuttavia, che l'importo suddetto è limitato al solo periodo transitorio (fino all'entrata in efficacia del meccanismo) poiché successivamente, a regime, è destinato a ridursi e sarà bilanciato dai benefici derivanti dalle prestazioni ottenute dalla maggiore flessibilità del sistema.

Con il comma 3 della disposizione in esame, per ragioni di coerenza con quanto disposto dal decreto-legge n. 22 del 2021, si apportano modifiche all'articolo 298, comma 2-ter, del decreto legislativo n. 152 del 2006, in materia di composizione della Commissione per l'esame delle proposte di integrazione e aggiornamento dell'Allegato X alla parte quinta del decreto legislativo n. 152 del 2006, stabilendo che la commissione suddetta sia composta da due rappresentanti del MASE, due rappresentanti del Ministero della salute, due rappresentanti del Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, nonché un rappresentante del Dipartimento per gli affari regionali e le autonomie della Presidenza del Consiglio dei ministri e che ai componenti della commissione non sono dovuti compensi, gettoni di presenza, rimborsi spese o altri emolumenti comunque denominati. Pertanto, la disposizione non determina nuovi o maggiori a carico della finanza pubblica.

Il comma 3 bis mira a chiarire definitivamente i profili applicativi dell'articolo 3-ter del DL 57 del 2023 (inserito dalla legge di conversione n.95 del 2023) che nel modificare il comma 8 dell'articolo 24 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, rinvia ad ARERA la definizione di prezzi minimi garantiti, ovvero integrazioni dei ricavi conseguenti alla partecipazione al mercato elettrico, per la produzione da impianti alimentati da biogas e biomassa, in esercizio alla data di entrata in vigore della disposizione, che beneficiano di incentivi in scadenza entro il 31 dicembre 2027 ovvero che, entro il medesimo termine, rinuncino agli incentivi per aderire al regime di cui al comma indicato. Con tale disposizione si vuole in particolare chiarire che la nuova disposizione in merito alla incentivazione degli impianti a biomassa, sia applicata anche agli impianti "ibridi" ovvero che sono alimentati sia da biomassa solida sia da una frazione di rifiuti. Si tratta di una precisazione fondamentale per la continuità di alcuni impianti legati anche alla filiera dell'agroalimentare laddove sono utilizzati per il loro funzionamento sottoprodotti e residui produttivi agricoli. La disposizione specifica altresì che il nuovo regime incentivante, per tali tipologie di impianti, viene riconosciuto solo per l'energia prodotta dalla combustione delle biomasse non per la parte di energia prodotta attraverso la combustione di materiale qualificato come rifiuto. Ad una lettura dell'articolo 24 del D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28, come modificato, infatti, le centrali ibride sono sempre rientrate nell'ambito degli impianti incentivabili per la produzione di energia rinnovabile naturalmente per la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili (articolo 24, comma 2 lettera e) del d.lgs. n. 24/2011) e, per tale motivo, si ritiene che anche la nuova disposizione dedicata agli impianti di biomassa e biogas con incentivi in scadenza al 31 dicembre 2027 debba riferirsi anche a tale tipologie di impiantistiche che, per la parte di energia prodotta da biomassa quale fonte di energia rinnovabile, usufruiscono della incentivazione riconosciuta in passato e che vedranno cessare tale regime al 31 dicembre 2027. Una interpretazione diversa, infatti, sarebbe illogica rispetto al trattamento riservato in passato a tali impianti e metterebbe a rischio la loro continuità.

La norma non produce alcun impatto sulla finanza pubblica né sulla componente Asos delle bollette elettriche in quanto si tratta di una mera chiarificazione dell'ambito di applicazione della misura il cui impatto è già stato stimato con il DL n. 57/2023 che rimane confermato ed invariato.

Il comma 3-ter allarga la platea dei beneficiari della misura compresa nella Missione 2, Componente 2, Investimento 1.4, del PNRR, prevedendo che alle procedure selettive indette dal GSE a partire dal 2024



possano partecipare anche le imprese titolari di impianti di produzione di biogas prodotto attraverso il trattamento anaerobico di rifiuti organici oggetto di riconversione. La misura pur ampliando la platea dei partecipanti, dal punto di vista finanziario rimane nei confini e nei limiti della misura esistente non ampliando i valori massimi previsti di produzione di biometano (2,3 miliardi di m³ di produzione al 2026) e conseguentemente di copertura finanziaria che rimane immutata rispetto al previgente quadro incentivante.

Il comma 3-quater non impatta sul bilancio dello Stato. . Il biodiesel in purezza non risulta attualmente impiegato in ragione del prezzo elevato di tale prodotto e conseguentemente non sono attualmente ascrivibili all'erario entrate derivanti dall'applicazione al biodiesel in purezza dell'accisa. L'applicazione dell'agevolazione per l'uso commerciale dei biocarburanti in purezza, avvenendo in sostituzione del pari quantitativo di gasolio, non ha impatto sul gettito. Anche gli aspetti derivanti dalla modesta diversa densità energetica dei prodotti (gasolio e biodiesel), non ha impatto sul bilancio dello Stato in quanto – anche per il biodiesel in purezza (B100) - il consumo in litri è equivalente o superiore a quello del gasolio fossile che va a sostituire.

Il comma 3-quinquies prevede il cambio di Statuto della SFBM (Servizi Fondo Bombe Metano) per poter svolgere attività di ricerca e studi anche sulle bombole a idrogeno oltre che su quelle del metano. L'attività sarà finanziata dalla partecipazione della stessa SFBM a bandi e gare della Unione Europea o delle Amministrazioni ed Enti pubblici inerenti allo sviluppo dell'utilizzo delle bombole a idrogeno e mediante la stipula di partenariati pubblico privato. Inoltre, le competenze tecniche verranno reperite nell'ambito di Convenzioni con Dipartimenti di Politecnici Universitari altamente specializzati nel settore energetico nonché consulenti tecnici specializzati nel medesimo settore che verranno remunerati mediante i finanziamenti ricevuti. Per quanto concerne risorse e strumentazione attualmente presente in SFBM (Personale tecnico, macchine per prove tecniche) il cui coinvolgimento/ utilizzo è necessario per la gestione delle attività riguardanti la ricerca e studio su menzionati, si precisa che si provvederà a remunerare la percentuale delle attività svolte (ore uomo dedicate) nonché costi di utilizzo della strumentazione mediante i finanziamenti su indicati.

Non si prevedono, quindi, nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Articolo 5-bis (Misure volte a garantire la piena operatività degli impianti per la produzione di biometano in esercizio o in corso di realizzazione)

Circa il comma 1, occorre preliminarmente chiarire che la redditività complessiva degli impianti incentivati ai sensi DM 2/3/2018 dipende direttamente dalla valorizzazione del biometano sul mercato gas, in quanto l'incentivo è di fatto costituito da un premio fisso riconosciuto sulla produzione di biometano (375€/CIC, circa 58 €/MWh) a cui si aggiunge la vendita del biometano. L'eventuale ritiro del biometano è remunerato dal GSE al 95% del prezzo medio di mercato del gas naturale. Pertanto, già da prima dell'entrata in vigore del Decreto Ministro MASE n. 224 del 14 luglio 2023 (DM GO) e della previsione del D.lgs. 199 del 2021, il gas ritirato è stato equiparato dal punto di vista del prezzo al gas naturale e la rinnovabilità del gas è premiata dunque attraverso esclusivamente la valorizzazione dei CIC al produttore.

La soluzione proposta, non generando sovracompenzazioni al produttore, in quanto le GO sono annullate a favore delle controparti dei contratti di cessione, consente tuttavia, principalmente ad alcune tipologie di fornitura con maggiore difficoltà di allocazione sul mercato (es. bio-gnl) di mantenere invariate le condizioni vigenti prima dell'entrata in vigore del d.lgs. n. 199/21 e del DM GO.

Si segnala, inoltre, che il valore derivante dalla vendita delle GO concorre a ridurre l'onere applicato ai soggetti obbligati per il sostegno degli incentivi al biometano. Con riferimento agli impatti economici di tale soluzione, nell'ipotesi di un valore delle GO di circa 10 € - ipotizzata in linea con le attuali tendenze dell'elettrico – si può stimare un costo-opportunità annuale per il Sistema di potenziali circa 11 mln€/anno per i soli impianti cd. "extra-rete" (attualmente 12 impianti già in esercizio e con convenzione di incentivazione attiva, a cui sono da sommare gli ulteriori impianti non ancora convenzionati da GSE).

La norma non comporta impatti sulla finanza pubblica.

La disposizione del comma 2 stabilisce l'utilizzo del potere calorifico superiore come parametro di calcolo del contenuto energetico del biometano prodotto dagli impianti che aderiscono al sistema di supporto del DM 2 marzo 2018, uniformandolo a quello utilizzato per gli impianti che aderiscono al sistema di supporto del DM 15 settembre 2022 e con le disposizioni già in vigore relative al calcolo delle Garanzie di Origine il GSE valide per tutte le tipologie di impianti.



L'adeguamento comporta un incremento di circa il 10% del valore degli incentivi concessi ai produttori di biometano a parità di produzione del biometano stesso.

La previsione, oltre ad essere una semplificazione per la gestione operativa degli incentivi e del loro monitoraggio da parte del GSE, permette di concedere un adeguamento tariffario che consente di recuperare, almeno parzialmente, l'impatto dell'inflazione sui costi di gestione (acquisto delle materie prime, energia, personale, manutenzioni, etc.) degli impianti di produzione del biometano.

La copertura finanziaria della misura continua a rimanere a carico dei soggetti obbligati (ovvero gli operatori economici che immettono in consumo carburanti fossili – benzina e gasolio - nel settore dei trasporti) e non vi sono impatti sulla finanza pubblica.

La disposizione di cui al comma 3, di natura meramente chiarificatrice ed esplicativa, operando su platea e budget complessivi invariati, non comporta impatti sulla finanza pubblica.

Si precisa che con tale proposta si eviteranno possibili contenziosi in particolare legati alla individuazione delle "cause di forza maggiore" da far valere per giustificare eventuali ritardi nell'entrata in esercizio degli impianti di produzione di biometano. Al momento non si hanno contenziosi attivi sul tema del biometano.

Articolo 6 *(Semplificazione del procedimento per la realizzazione di condensatori ad aria presso centrali esistenti)*

La disposizione non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica secondo quanto espressamente previsto dal comma 4 che reca la clausola di invarianza finanziaria.

A livello sociale non sono previsti impatti. Gli interventi non hanno ricadute sulla salute pubblica né comportano un utilizzo del suolo aggiuntivo rispetto a quanto già in essere. Si tratta di sistemi di raffreddamento senza un incremento della potenza, delle emissioni e, anzi, che determinano un risparmio della risorsa idrica.

La norma, prevedendo la valutazione preliminare ai sensi del decreto legislativo n. 152 del 2006 (articolo 6, comma 9), assicura il rispetto della disciplina euro-unitaria di settore.

Articolo 7 *(Disposizioni in materia di stoccaggio geologico di CO₂)*

La disposizione, avente carattere ordinamentale, non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica in quanto il quadro regolatorio e le competenze amministrative sono già assegnate ed esercitate dagli organi e dalle amministrazioni, compreso il Comitato previsto dall'articolo 4 del medesimo decreto legislativo 162/2011 costituito dal 2012, al quale sono affidate diverse attività; si richiama da ultimo il DM MATTM 5 ottobre 2016, n. 256, che conferma i membri del Comitato e della segreteria. La disposizione prevede che i costi per il rilascio di licenze di esplorazione, di autorizzazioni allo stoccaggio geologico di CO₂ o di autorizzazioni a svolgere programmi sperimentali di stoccaggio geologico di CO₂ siano posti a carico degli operatori interessati dalle attività medesime mediante il versamento di un contributo di importo non superiore all'uno per mille del valore delle opere da realizzare. Ciò in analogia a quanto disposto dall'articolo 1, comma 110, della legge 23 agosto 2004, n. 239 per le altre infrastrutture energetiche.

Relativamente al comma 4-bis, si rappresenta che tale disposizione non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica e si precisa che il MASE effettua le attività previste a valere sulle risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente e che i Comitati in norma sono già istituiti e funzionanti.

Ai sensi dell'articolo 9 del DL n. 13 del 2023, convertito con modificazioni dalla legge n. 41 del 2023, il Comitato centrale per la sicurezza tecnica della transizione energetica e per la gestione dei rischi connessi ai cambiamenti climatici è un organo tecnico consultivo e propositivo in merito alle questioni di sicurezza tecnica riguardanti i sistemi e gli impianti alimentati da idrogeno, comprese le celle a combustibile, da gas naturale liquefatto e di accumulo elettrochimico dell'energia, i sistemi di produzione di energia elettrica innovativi e, più in generale, le soluzioni adottate per il contrasto al rischio legato ai cambiamenti climatici e al risparmio energetico.

In particolare, il Comitato individua i criteri e le linee guida per l'adozione dei pareri di conformità dei progetti di fattibilità alle norme e agli indirizzi di sicurezza tecnica, anche in considerazione dei rischi evolutivi, dei sistemi ed impianti sopra indicati, nonché propone e coordina l'effettuazione di studi, ricerche, progetti e sperimentazioni nonché l'elaborazione di atti di normazione tecnica nella specifica materia, anche in cooperazione con altre amministrazioni, istituti, enti e aziende, anche di rilievo internazionale.

Il Comitato è stato istituito con Decreto del Ministro dell'Interno dove si prevede espressamente all'articolo 4 che "Per le attività svolte nell'ambito del Comitato non sono corrisposti gettoni di presenza, compensi,



rimborsi di spese o altri emolumenti comunque denominati.”. Tale espressione è ulteriormente richiamata al punto 17 del Regolamento approvato dai membri nominati nel succitato decreto.

Al punto 5 del Regolamento approvato è previsto che il Comitato in relazione alle tematiche trattate possa invitare a partecipare, in qualità di esperti esterni o di uditori, anche rappresentanti del mondo accademico, degli ordini e collegi professionali, delle associazioni di categoria e di ogni altro organismo, ente ed istituzione interessato. La partecipazione degli esperti esterni e degli uditori dovrà essere preventivamente autorizzata dal Presidente. Attualmente il CIG partecipa, a titolo gratuito, in qualità di esperto per l'elaborazione di atti di normazione tecnica ai quali sta lavorando il Comitato.

In aggiunta si rappresenta che già nel verbale relativo alla riunione del 31/7/2023 scorso è stata formulata la proposta del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica di prevedere un sottogruppo di lavoro del Comitato focalizzato sulla Carbon capture and storage” (CCS, attività di sequestro e stoccaggio di CO2) in considerazione di quanto contenuto nella proposta di PNIEC inviata a giugno 23 alla Commissione europea circa il ruolo fondamentale della CCS nel percorso di decarbonizzazione.

Per quanto riguarda il comitato istituito presso il Dipartimento dei VVF il decreto di istituzione dello stesso prevede espressamente che non sono corrisposti rimborsi spese o gettoni di presenza (“La segreteria del Comitato di cui al comma 1 è assicurata dalla Direzione centrale per la prevenzione e la sicurezza tecnica del Dipartimento dei vigili del fuoco, del soccorso pubblico e della difesa civile, con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica” “Il Comitato di cui al comma 1 puo' avvalersi del contributo dei Comitati tecnici regionali, istituiti presso le Direzioni regionali dei vigili del fuoco, di cui all'articolo 10 del decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105” “Per le attività svolte nell'ambito del Comitato non sono corrisposti gettoni di presenza, compensi, rimborsi di spese o altri emolumenti comunque denominati”).

Ugualmente per l'attività svolta dal CIG non è richiesto alcun compenso da parte dell'amministrazione che già si è avvalsa del CIG.

In ogni caso, i capitoli di riferimento dello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica sono il capitolo 3540 pg. 22 nonché il capitolo 3540 pg. 31.

Articolo 8 *(Misure per lo sviluppo della filiera relativa agli impianti eolici galleggianti in mare)*

La disposizione, avente carattere ordinamentale, non comporta nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Segnatamente, la norma si pone in conformità alla Strategia europea per le energie rinnovabili *off-shore*, nella quale è stato posto in evidenza che “gli Stati membri meridionali dell’UE che si affacciano sul Mediterraneo hanno un elevato potenziale per l’energia eolica prodotta prevalentemente da turbine galleggianti”

Ciò premesso, la disposizione definisce, al fine di sostenere una filiera per la progettazione e l’assemblaggio di piattaforme galleggianti e delle infrastrutture elettriche funzionali allo sviluppo della relativa cantieristica navale, volte a produrre energia eolica in mare, i termini e le modalità per l’individuazione di aree demaniali marittime, in **almeno** due porti soggetti alla vigilanza delle Autorità di sistema portuale **o in aree portuali limitrofe ad aree nelle quali sia in corso l’eliminazione graduale dell’uso del carbone**, con relativi specchi acquei esterni alle difese foranee, destinate, nel rispetto degli strumenti di pianificazione in ambito portuale, alla realizzazione di infrastrutture idonee a garantire lo sviluppo degli investimenti del settore della cantieristica navale per la produzione, l’assemblaggio e il varo di piattaforme galleggianti, demandando a un decreto interministeriale di concerto, per gli aspetti di competenza, con il Ministro dell’economia e delle finanze, l’individuazione delle suddette aree demaniali marittime, gli interventi infrastrutturali da effettuare nelle stesse, anche sulla base di una analisi di fattibilità tecnico-economica e delle tempistiche di realizzazione degli interventi medesimi, nonché le modalità di finanziamento degli interventi individuati, nell’ambito delle risorse disponibili a legislazione vigente.

Analogamente ai commi precedenti il comma 2-bis non comporta nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, tenuto conto che ai sensi dell’art. 8, comma 4, della legge n. 349 del 1986, nonché dall’articolo 3 della legge n. 84 del 1994, le Capitanerie di Porto dipendono funzionalmente dal Mase. Inoltre, come specificato, da ultimo, dal DPCM n. 128 del 2021 e ss.mm.ii. le Capitanerie di porto esercitano funzioni di vigilanza e controllo in materia di tutela dell’ambiente marino e costiero. Si tratta pertanto di attività che rientrano tra quelle già previste dall’ordinamento, cui le Capitanerie di Porto provvederanno con le risorse umane, strumentali e finanziarie previste a legislazione vigente, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.



Il comma 2-ter prevede il superamento delle linee guida del Mase previste dalla normativa vigente che sono sostituite da un vademecum per i soggetti proponenti, adottato dal Mase e pubblicato sul proprio sito istituzionale.

Al riguardo, si rappresenta che l'adozione di tale vademecum è in fase avanzata presso la Direzione generale competente del Mase, pertanto agli adempimenti derivanti dalla disposizione in oggetto non si determinano nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

I commi 2-ter e 2-quater prevedono semplificazioni a carattere procedimentale, pertanto non si determinano nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Articolo 9 (Misure in materia di infrastrutture di rete elettrica)

La disposizione prevede, al comma 1, l'istituzione, da parte di Terna S.p.A., in qualità di gestore della rete elettrica di trasmissione nazionale, di un portale digitale contenente i dati e le informazioni, inclusi quelli relativi alla localizzazione, degli interventi di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale e le richieste di connessione alla stessa, oltre che le relazioni di monitoraggio sullo stato di avanzamento dei procedimenti di connessione alla rete medesima.

Il comma 2 stabilisce che al portale accedono il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, il Ministero della cultura, l'ARERA, le regioni e le Province autonome di Trento e di Bolzano, **nonché gli operatori economici interessati**. Il comma 3 affida a Terna S.p.A. il compito di gestire e di aggiornare il portale. Ai sensi del comma 4, il compito di stabilire le modalità di funzionamento del portale suddetto e la copertura dei costi sostenuti in forza dei commi 1 e 3, è affidato all'ARERA, su proposta di Terna S.p.A. e senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Si evidenzia che i costi associati alle attività collegate sono interamente a carico di Terna e troveranno copertura nelle tariffe elettriche secondo le regole determinate da ARERA, non determinando oneri aggiuntivi per la pubblica amministrazione.

Inoltre, si prevede che l'ARERA definisca altresì le modalità di accesso ai contenuti del Portale da parte dei soggetti di cui al comma 2. La norma riveste carattere ordinamentale prevedendo solo l'allargamento della platea dei soggetti che possono accedere alle informazioni previste nel portale di Terna. Non determina, pertanto, nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Nei restanti commi, l'articolo in commento disciplina le procedure amministrative per la realizzazione di cabine primarie ed elettrodotti.

Giova evidenziare che i progetti "Smart grid" prevedono il conseguimento di risultati tecnici imprescindibili al fine di garantire il raggiungimento dei target europei di riduzione delle emissioni di gas climalteranti e, dunque, per conseguire gli obiettivi di transizione energetica del Paese. I progetti "Smart grid" (che ammontano complessivamente a 13 progetti per un valore pari a 3,3 miliardi di euro) sono, più precipuamente, finalizzati a: (i) incrementare l'*Hosting Capacity* (HC), vale a dire la capacità della rete di accogliere la nuova generazione di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili, nonché gestire, in maniera sempre più efficiente, l'energia prodotta da fonti rinnovabili connesse alla rete di distribuzione (a tal fine, si segnala che il target PNRR è di incrementare la HC almeno di 4 GW); (ii) favorire la elettrificazione dei consumi (in tal caso il target del PNRR è quello di favorire la conversione all'elettrificazione dei consumi di almeno 1,5 milioni di cittadini).

Allo scopo di conseguire le finalità appena elencate, i progetti Smart grid prevedono la realizzazione di interventi relativi alle infrastrutture elettriche di distribuzione, consistenti in una estesa digitalizzazione della rete; nella realizzazione di cabine primarie (CP) di trasformazione di energia elettrica da alta tensione a media tensione; nella realizzazione di linee di distribuzione di energia elettrica (interrate o aeree in media tensione) e nella realizzazione di interventi sulla rete di bassa tensione (nuove cabine secondarie, potenziamenti di cabine secondarie, linee di distribuzione in bassa tensione). Tutti i progetti dovranno ultimarsi entro il mese di giugno 2026, data entro la quale dovranno essere conseguiti i target tecnici.

Segnatamente, le Cabine primarie consentono di implementare, sulla rete di distribuzione, la potenza di trasformazione, che è direttamente correlata all'incremento della potenza necessaria alla elettrificazione dei consumi e alla HC, svolgendo, pertanto, un ruolo essenziale per il raggiungimento degli obiettivi dei progetti PNRR.

Il completamento delle CP dovrà necessariamente essere garantito entro la fine del 2025, in quanto è propedeutico per il completamento delle attività relative alla porzione di rete di distribuzione sottesa alla CP (linee di media tensione, potenziamento Cabine secondarie, digitalizzazione/smartizzazione). I sei mesi successivi al completamento delle CP saranno, quindi, necessari per il completamento delle attività sulla rete di media tensione e bassa tensione sottesa.

I progetti Smart grid prevedono, complessivamente, oltre 100 nuove CP e per 32 di esse sono già state avviate le attività di richiesta delle autorizzazioni. Gli altri impianti sono nella fase di completamento dell'attività



propedeutica alla richiesta autorizzativa (individuazione terreni, STMG - Soluzione tecnica minima generale per la connessione con il gestore della rete di Trasmissione, progettazione).

Per consentire di completare i progetti nei tempi prescritti dal PNRR è necessario individuare azioni mirate a ridurre notevolmente i tempi autorizzativi, senza le quali è indubbio che tutti i progetti *Smart grid* non potrebbero essere realizzabili nei tempi previsti con conseguente mancato raggiungimento delle milestone previste dal PNRR.

La disposizione ha carattere ordinamentale e non comporta, pertanto, nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Il sesto comma dell'articolo in oggetto reca disposizioni di carattere ordinamentale e non comporta, pertanto, oneri a carico della finanza pubblica

I commi 9-bis, 9-ter e 9-quater sono finalizzati ad attuare un coordinamento normativo sotto il profilo procedimentale, per consentire l'autorizzazione contestuale delle opere di distribuzione (es. nuove cabine primarie) e delle opere di connessione delle stesse alla rete elettrica di trasmissione nazionale (es. raccordi RTN per la connessione delle cabine primarie).

Le norme vigenti infatti escludono che, nell'ambito dell'iter autorizzativo relativo agli impianti di distribuzione, vengano contestualmente autorizzate anche le opere di connessione alla RTN, con la conseguenza che i due procedimenti autorizzatori (per la Cabina Primaria di distribuzione e per le opere di connessione alla RTN) sono di competenza di Amministrazioni diverse e si svolgono entro tempistiche non coordinate tra loro.

La disciplina è finalizzata pertanto a consentire l'ottenimento di un'autorizzazione unica, con cui vengano autorizzate contestualmente, a ciascun Gestore per quanto di rispettiva competenza, sia le opere della rete di distribuzione (ad es. nuove Cabine Primarie) che le opere di connessione alla rete elettrica di trasmissione nazionale.

Una struttura autorizzativa analoga a quella proposta è stata recentemente approvata con l'articolo 48-bis del decreto-legge n.77 del 2021 per quel che attiene alle opere di connessione elettrica a interventi infrastrutturali ferroviari. Inoltre, la proposta limita il suo ambito di applicazione alle sole opere elettriche di connessione che abbiano un'estensione limitata, in modo da sottoporre ad un procedimento autorizzativo autonomo quelle di maggior rilievo e impatto sull'assetto di rete.

Quanto alle tematiche ambientali, si propone l'unificazione delle procedure di verifica della compatibilità ambientale nell'alveo della competenza regionale, nel solco di quanto già previsto dall'articolo 33, comma 4, del decreto-legge n. 36 del 2022, con cui si è regolata l'autorizzazione unica per interventi di elettrificazione dei porti.

Si tratta pertanto di disposizioni a carattere ordinamentale e non comporta, pertanto, oneri a carico della finanza pubblica.

Con specifico riferimento al comma 9-quinquies, invece, si proroga la disciplina di cui all'articolo 47, comma 1-bis, del decreto-legge n. 13 del 2023, convertito, con modificazioni, dalla legge n. 41 del 2023, fino al termine successivo stabilito per effetto della proroga disposta ai sensi dell'articolo 9 del medesimo regolamento UE 2922/2257. Si introduce, pertanto, una clausola di adeguamento automatico del termine di validità delle disposizioni di cui al medesimo articolo 47, comma 1-bis, operante nel caso in cui, a livello eurounitario, venga disposta la proroga delle disposizioni del suddetto regolamento (UE) 2022/2577. L'articolo 9 del medesimo regolamento, infatti, attribuisce alla Commissione la facoltà di prorogare la validità del regolamento stesso. La disciplina oggetto di proroga prevede l'esenzione dai procedimenti di valutazione ambientale di determinati progetti ubicati nelle aree indicate all'articolo 47, comma 1-bis, del citato decreto-legge n. 13 del 2023, contemplate nell'ambito di piani o programmi sottoposti positivamente a valutazione ambientale strategica

La norma di cui trattasi si rende, dunque, necessaria al fine di prorogare i termini per avvalersi dell'esenzione dai procedimenti di valutazione ambientale, in linea, peraltro, con la recente proposta della Commissione europea di proroga della validità del regolamento (UE) 2022/2577 (COM 2023 (763) final del 28 novembre 2023), motivata dalla persistente necessità di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti nell'Unione e la stabilità dei prezzi energetici, nonché dall'esigenza di accelerare ulteriormente la diffusione delle energie rinnovabili.

Trattandosi di una norma a carattere ordinamentale e di semplificazione procedurale, in linea con la disciplina europea, non si determinano effetti sulla finanza pubblica.

Relativamente ai commi comma 9-sexies, 9-septies e 9-octies, si rappresenta quanto segue.



La disciplina mira, nel suo complesso, a elevare le soglie di semplificazione già introdotte dal legislatore per la costruzione e l'esercizio degli impianti fotovoltaici da collocarsi in aree idonee ai sensi dell'articolo 20 del decreto legislativo n. 199 del 2021.

In particolare, il comma 9-sexies eleva fino a 25 MW e fino a 12 MW le soglie attualmente stabilite al punto 2) dell'allegato II alla parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e alla lettera b) del punto 2 dell'allegato IV alla medesima parte seconda del decreto legislativo n. 152 del 2006, rispettivamente per la valutazione di impatto ambientale di competenza statale e per la verifica di assoggettabilità a VIA di competenza regionale dei progetti di impianti fotovoltaici da collocarsi: 1) in aree idonee; 2) nelle aree di cui all'articolo 22-bis del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199; 3) nelle aree comprese tra quelle specificamente elencate e individuate ai sensi della lettera f) dell'allegato 3 annesso al decreto del Ministro dello sviluppo economico 10 settembre 2010.

Le disposizioni di cui al comma 9-septies hanno l'effetto di elevare, da 10 a 12 MW, la soglia per l'assoggettabilità alla procedura abilitativa semplificata (PAS) dei progetti di impianti fotovoltaici (e relative opere connesse) da collocarsi in aree idonee.

Il comma 9-octies reca disposizioni volte a chiarire che le semplificazioni di cui ai commi precedenti si applicano solo con riguardo a procedimenti o procedure, necessari ai fini della costruzione e dell'esercizio degli impianti interessati dalle semplificazioni stesse, avviati in epoca successiva alla data di entrata in vigore delle disposizioni medesime.

Le disposizioni, aventi carattere ordinamentale, non comportano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica analogamente ai successivi commi 9-novies e 9-decies.

Il comma 9-undecies è volto a prevedere una semplificazione procedurale per la realizzazione degli impianti a FER, ivi incluse le opere connesse per il raggiungimento degli obiettivi del PNIEC. In particolare, si prevede che il relativo procedimento autorizzatorio possa essere avviato su istanza del proponente, alla quale dovrà essere allegato il progetto delle opere di connessione, suddiviso tra impianti di utenza e impianti di rete ai sensi del TICA di ARERA, anche in assenza del parere di conformità tecnico sulle soluzioni progettuali degli impianti di rete da parte del gestore di rete. Tale parere dovrà, in ogni caso, essere acquisito nel corso del procedimento di autorizzazione, non potendosi adottare il provvedimento finale. Il gestore, potrà esprimersi sulla proposta presentata dal proponente in fase di istanza sulla base della soluzione di connessione dallo stesso accettata, ed evidenziare all'Autorità competente eventuali necessità di modifica.

La norma consente solo l'avvio dei procedimenti in attesa del "benessere" di Terna, ma lasciando immutata la disciplina delle varianti.

In relazione a quanto precede, la norma non determina nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Articolo 10 *(Disposizioni urgenti per lo sviluppo di progetti di teleriscaldamento e teleraffrescamento)*

La norma persegue l'obiettivo di realizzare sistemi di teleriscaldamento ovvero di teleraffrescamento efficiente o l'ammodernamento di sistemi esistenti. A tale fine, prevede il riconoscimento di agevolazioni ai progetti elencati nell'allegato 1 al decreto del direttore generale della Direzione generale incentivi energia del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) 23 dicembre 2022, n. 435. Tali agevolazioni sono riconosciute solo a progetti che non risultino finanziati a valere sulle risorse del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), Investimento 3.1, Missione 2, Componente 3.

Agli oneri derivanti dalla norma, che ammontano complessivamente a 96.718.200 euro, si provvede mediante corrispondente utilizzo di quota parte dei proventi derivanti dalle aste CO₂ di cui all'articolo 23 del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47, maturati nell'anno 2022 di competenza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, già versati all'entrata del bilancio dello Stato e che restano acquisiti definitivamente all'erario.

Il comma 2 dispone, con riguardo ai proventi delle aste CO₂ maturate nel 2022, di cui al citato articolo 23 del decreto legislativo n. 47 del 2020, che, il 50% dei proventi medesimi, è assegnato complessivamente ai Ministeri dell'ambiente e della sicurezza energetica e delle imprese e del *made in Italy*, nella misura dell'80% al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e del 20% al Ministero delle imprese e del *made in Italy*. Si osserva, per completezza, che i proventi delle aste delle quote di emissioni di CO₂ di competenza 2022, oggetto della norma, ammontano a euro 3.164.877.942,48. Da tale importo occorre scorporare, ai sensi dell'articolo 14, comma 2, del decreto-legge n. 4 del 2022, convertito, con modificazioni, dalla legge n. 25 del 2022, la somma di euro 1.200.000.000,00, già versata dal GSE sull'apposito conto aperto presso la Tesoreria



dello Stato da reimputare alla Cassa per i servizi energetici e ambientali, per finalità di riduzione degli effetti degli aumenti dei prezzi per i consumi di energia elettrica. L'importo da ripartire ai sensi dell'articolo 23, commi 4 e 5, del decreto legislativo n. 47 del 2020 ammonta, dunque, a euro 1.964.877.942,48. Al 50 per cento di tale importo (pari a euro 982.438.971,24) va sottratta una somma pari a euro 505.000.000, di cui:

- 1) euro 405.000.000 acquisiti all'erario ai sensi dell'articolo 15, comma 3, del decreto-legge n. 4 del 2022;
- 2) euro 100.000.000 acquisiti all'erario ai sensi dell'articolo 4, comma 3, del decreto-legge n. 5 del 2023, convertito, con modificazioni, dalla legge n. 23 del 2023.

Di conseguenza, ferma restando la quota di cui al comma 5 del medesimo articolo, destinata al Fondo per l'ammortamento dei titoli di Stato di cui all'articolo 44 del decreto del Presidente della Repubblica 30 dicembre 2003, n. 398, l'importo da ripartire tra il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e il Ministero delle imprese e del *made in Italy* con riguardo ai proventi delle aste di competenza 2022 ammonta a euro 477.438.971,24. Per effetto della previsione in commento, tale ultimo importo andrebbe così ripartito:

- 1) nella misura dell'80 per cento al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, per un ammontare pari a euro 381.951.176,99;
- 2) nella misura del 20 per cento al Ministero delle imprese e del *made in Italy*, per un ammontare pari a euro 95.487.794,25.

Articolo 11 (*Misure urgenti in materia di infrastrutture per il decommissioning e la gestione dei rifiuti*)

L'articolo è finalizzato a favorire il raggiungimento di una soluzione condivisa per la localizzazione del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi all'interno di un Parco tecnologico.

A tal fine viene autorizzata la spesa per misure premiali sulla base di un programma ad hoc, per le quali viene autorizzata la spesa di 1 milione di euro annui a decorrere dall'anno 2024 cui si provvede:

- per il 2024 mediante corrispondente riduzione della tabella A del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica;
- per gli anni successivi mediante corrispondente riduzione del Fondo di cui all'articolo 1, comma 200, della legge 23 dicembre 2014, n. 190.

Dalle restanti disposizioni non discendono oneri per la finanza pubblica.

Nello specifico, il comma 1, lettera a), che modifica l'articolo 25, comma 2, del d.lgs. n. 31 del 2010, prevede un'estensione del perimetro delle attività operative, di ricerca scientifica e di sviluppo tecnologico da svolgersi nel Parco Tecnologico, includendo anche quelle inerenti allo smaltimento dei rifiuti radioattivi e del combustibile irraggiato. Al riguardo, si fa presente che all'attuazione della presente disposizione si provvede nell'ambito delle risorse umane, strumentali, e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

Parimenti, con specifico riferimento alla lettera c) punto 4), la quale introduce il comma 6-ter all'articolo 27 del d.lgs.31/2010 con cui si dispone in capo alla Sogin S.p.A. l'onere di effettuare le indagini tecniche sulle aree incluse nella CNAA, si fa presente che si provvede nell'ambito delle risorse umane, strumentali, e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

Articolo 12 (*Registro delle tecnologie per il fotovoltaico*)

La disposizione attribuisce all'ENEA il compito di istituire un registro delle diverse tipologie di moduli fotovoltaici, suddiviso in tre sezioni, ai fini di una mappatura dei prodotti **europei** disponibili sul mercato **in favore di imprese e utenti finali**. Trattasi di attività già ordinariamente svolta dall'ENEA che può essere affrontata con le risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica. Eventuali oneri per controlli sulla conformità dei dati dichiarati dai produttori e distributori ai fini della iscrizione nel registro sono posti a carico dei richiedenti l'iscrizione.

Art. 12-bis (*Disposizioni in materia di gestione del fine vita dei pannelli fotovoltaici*)

La disciplina di cui al presente articolo risponde alla necessità di garantire una maggiore trasparenza e un maggior controllo nella gestione dei RAEE da fotovoltaico da parte dei sistemi collettivi.

In particolare, la norma intende favorire la partecipazione di sistemi specializzati nella gestione di tali rifiuti purché, comunque, godano di una certa rappresentatività sul mercato dovendo rappresentare almeno l'1 per cento della capacità complessiva degli impianti incentivati aderenti ai sistemi collettivi ai sensi dell'articolo 24-bis, comma 1, del decreto legislativo n. 49/2014.

Nell'ambito dei meccanismi incentivanti in Conto Energia, la numerosità dei moduli fotovoltaici interessati dalla disciplina specialistica in materia di RAEE è pari a circa 84 milioni di moduli installati su circa 550.000 impianti fotovoltaici. Di questi, circa 8 milioni di moduli sono installati su circa 418.000 impianti di taglia domestica, ossia potenza non superiore a 10kW.



In particolare, ai fini del trattamento a fine vita di detti moduli, si evidenzia che, al 31 dicembre 2023, sono state trasmesse al GSE 700 istanze di adesione a meno di 5 dei 17 Sistemi Collettivi dedicati all'apparecchiatura "pannelli fotovoltaici", da parte dei soggetti responsabili degli impianti ammessi agli incentivi in conto energia che hanno aderito all'opzione alternativa alla trattenuta delle somme da parte del GSE, a valere sulle tariffe incentivanti, per la gestione del fine vita dei pannelli fotovoltaici.

Con riguardo alle previsioni di cui alla lettera b), la norma prevede che nella documentazione da inviare al GSE per comunicare l'adesione ai sistemi collettivi per la gestione dei moduli fotovoltaici installati sugli impianti incentivati, sia inclusa la documentazione attestante l'elenco delle matricole dei moduli fotovoltaici installati presso ciascun impianto, in modo che GSE possa aggiornare l'elenco delle matricole registrate nella propria banca dati con quello presentato dal soggetto responsabile e già comunicato al sistema collettivo prescelto. Ciò al fine di garantire una più aggiornata informativa sui moduli installati presso gli impianti incentivati in Conto Energia, nonché le attività di verifica da porre in essere sulla corretta gestione a fine vita degli stessi moduli. Tale aggiornamento del database gestito dal GSE, è altresì utile ai fini delle attività di collaborazione istituzionale in essere con le diverse autorità coinvolte, a vario titolo, al fine di verificare e garantire la legalità dei processi di corretto smaltimento.

In caso di eventuale non completa corrispondenza dei predetti numeri di serie, non trovano applicazioni le sanzioni previste nell'ambito della disciplina dei controlli in capo al GSE. Resta fermo, in ogni caso, l'obbligo per il soggetto responsabile di comunicare al GSE gli interventi di manutenzione che comportano la sostituzione dei moduli fotovoltaici al fine di responsabilizzare i soggetti produttori e garantire il corretto monitoraggio dei dati relativi alla gestione dei moduli.

Dall'attuazione della presente disposizione non discendono pertanto nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Art. 12-ter (Individuazione della società Sogesid Spa quale società in house delle amministrazioni centrali dello Stato)

La Sogesid Spa è la società di ingegneria "in house providing" del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

Il suo capitale sociale è interamente detenuto dal Ministero dell'economia e delle finanze.

All'attualità le competenze della Società possono essere sintetizzate come segue:

- *l'attività di assistenza nella pianificazione strategica in materia ambientale, fornendo supporto tecnico-specialistico*
- *la progettazione preliminare, definitiva, esecutiva delle opere*
- *il ruolo di Stazione appaltante e ufficio direzione lavori*
- *la funzione di Soggetto attuatore degli interventi*
- *la redazione di piani di indagine e caratterizzazione*
- *la realizzazione di piani economici finanziari e studi di fattibilità*
- *la definizione e l'attuazione di indagini specialistiche*
- *il supporto tecnico per le azioni in ambito comunitario e internazionale*
- *la funzione di supporto giuridico, amministrativo, contabile e finanziario.*

L'articolo 17 dello Statuto della Società prevede che i sopra richiamati Ministeri, ai fini dell'esercizio del controllo analogo congiunto a quello esercitato sui propri servizi, impartiscono annualmente all'Organo Amministrativo della Società direttive in ordine al programma di attività, all'organizzazione, alle politiche economiche, finanziarie e di sviluppo.

Si rappresenta che attualmente le strutture ministeriali dei dicasteri citati, ciascuna per le competenze e le funzioni di rispettiva titolarità, per le attività per le quali ritengono di potersi avvalere della Società, possono procedere alla stipula di specifiche convenzioni nei limiti degli ordinari stanziamenti di bilancio dei medesimi Ministeri.

Le convenzioni recano le modalità di esecuzione, la tempistica e gli oneri connessi delle prestazioni specialistiche richieste alla Società.

Con particolare riferimento alle tematiche ambientali la Sogesid è, di fatto, l'unica società in house dello Stato che dispone di competenze specialistiche nel settore ambientale in materia di cambiamenti climatici, bonifiche, risorse idriche, dissesto, siccità, rifiuti, biodiversità, assicurando la copertura dell'intero processo di governance (pianificazione, programmazione, progettazione, attuazione, valutazione, gestione giuridico/legale, amministrativo/contabile e formazione).



Orbene, la norma, ferma restando la necessità assicurare che la Società di cui trattasi assicuri prioritariamente lo svolgimento dei compiti affidati dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, per i quali risulta già come “in house”, qualifica la Sogesid S.p.A. come società in house di tutte le amministrazioni pubbliche centrali. Ciò al fine di garantire il supporto necessario alla tempestiva realizzazione degli interventi pubblici finalizzati alla piena attuazione della transizione ecologica, finanziati con le risorse a vario titolo assentite, ivi inclusi gli interventi previsti dal Programma nazionale di ripresa e resilienza.

La stessa norma, nel sottolineare il carattere prioritario dei servizi che la citata società svolge per il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e per il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, prevede che tutte le amministrazioni centrali hanno la facoltà di avvalersi, mediante la stipula di apposite convenzioni, della Sogesid S.p.A. per l'esecuzione di attività tecnico specialistiche correlate alle diverse fasi di realizzazione degli interventi di cui sono titolari.

Le citate convenzioni previste dalla norma, analogamente a quanto avviene per quelle sottoscritte con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, sono stipulate sulla base delle risorse disponibili a legislazione vigente da parte delle amministrazioni interessate che necessitano delle suddette attività tecnico specialistiche.

Si precisa, inoltre, che, da un lato, la Sogesid S.p.A. provvederà all'espletamento delle ulteriori attività di cui alla proposta in esame mediante la stipula di apposite convenzioni che assicurano l'integrale copertura dei costi per lo svolgimento del supporto richiesto, e, dall'altro, che la Società provvederà a tali ulteriori attività, nel rispetto degli equilibri di bilancio, con le risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente.

Dalla disposizione, pertanto, non derivano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Articolo 13 (*Rifinanziamento del Fondo italiano per il clima*) prevede rifinanziamento del fondo rotativo di cui all'articolo 1, comma 488 della legge 234 del 2021 per 200 milioni di euro per l'anno 2024. A tale onere si provvede mediante corrispondente riduzione dell'autorizzazione di spesa di cui all'articolo 27, comma 17, del decreto-legge 19 maggio 2020, n. 34, convertito, con modificazioni, dalla legge 17 luglio 2020, n. 77.

Articolo 14 (*Disposizioni urgenti in materia di procedure competitive e di tutela dei clienti domestici nel mercato al dettaglio dell'energia elettrica*) costituisce attuazione della legge 4 agosto 2017, n. 124, recante “Legge annuale per il mercato e la concorrenza”, così come successivamente modificata dal decreto-legge 18 novembre 2022, n. 176, convertito, con modificazioni, dalla legge 13 gennaio 2023, n. 6, la quale ha stabilito un percorso per promuovere l'ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato dell'energia e il rafforzamento delle condizioni competitive del mercato stesso, prevedendo, in particolare (all'articolo 1, commi 50 e 60), specifiche tempistiche per la cessazione del regime di interventi pubblici di fissazione dei prezzi, distinte tra piccole e microimprese del settore elettrico e per i clienti domestici.

In considerazione delle previsioni di cui alla suddetta legge n. 124 del 2017, il servizio di maggior tutela di energia elettrica è cessato, a partire dal 1° gennaio 2021, per le piccole imprese connesse in bassa tensione, nonché per le microimprese titolari di almeno un punto di prelievo connesso in bassa tensione con potenza contrattualmente impegnata eccedente 15 kW e, a partire dal 1° gennaio 2023, per tutte le altre microimprese. Per quanto attiene ai clienti domestici del settore elettrico, il decreto-legge 6 novembre 2021, n. 152, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 dicembre 2021, n. 233, prevede che entro il 10 gennaio 2024 sia attivato un servizio di ultima istanza, cosiddetto “servizio a tutele gradualistiche” (STG), volto ad assicurare la fornitura a quei clienti domestici che entro la predetta data non avranno ancora scelto un fornitore sul mercato libero. Le famiglie che non avranno ancora individuato un fornitore sul mercato libero saranno assegnate a fornitori scelti con asta (aste per le tutele gradualistiche - STG). In particolare, l'individuazione dei fornitori del STG avviene sulla base di procedure concorsuali svolte da Acquirente Unico S.p.A..

In considerazione del suddetto quadro normativo, nel corso degli ultimi anni, l'ARERA ha provveduto ad adottare le deliberazioni necessarie; al contempo, anche il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) ha adottato i provvedimenti di competenza.

Per i clienti domestici rientranti nella categoria dei clienti vulnerabili di cui all'articolo 11, comma 1, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, è previsto che il superamento dell'attuale regime avvenga mediante l'introduzione di una specifica disciplina a tutela dei clienti vulnerabili, coerente con la direttiva (UE) 2019/944.



Con decreto ministeriale del 18 maggio 2023, ai sensi di quanto previsto dal comma 60-*bis* dell'articolo 1 della legge 4 agosto 2017, n. 124, il MASE ha definito le modalità e i criteri per un ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato libero.

Si evidenzia, peraltro, che, il menzionato DM 18 maggio 2023, prevede la necessità di una importante campagna informativa per accompagnare i clienti domestici nel mercato libero dell'energia, da effettuarsi con adeguata tempestività e periodicità in modo da fornire opportuni strumenti informativi ai clienti stessi. L'esigenza di una idonea campagna informativa diviene ancor più sentita in considerazione delle "perturbazioni" sui prezzi dei mercati energetici avveratesi in tempi recenti.

Alla luce del quadro sopra rappresentato, la disposizione mira a conseguire un'importante razionalizzazione e semplificazione delle competenze, azioni e misure messe in campo per la tutela dei consumatori energetici e del servizio idrico integrato, con particolare riferimento alla fine del servizio di maggior tutela elettrico per i clienti domestici.

Il comma 1 prevede che il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, per prevenire ingiustificati aumenti dei prezzi e alterazioni delle condizioni di fornitura in occasione del completamento della liberalizzazione del mercato elettrico e del gas e dell'avvio del servizio a tutele graduali per i clienti finali domestici senza fornitore di energia elettrica, si avvalga di Acquirente unico S.p.A. per l'effettuazione, per un periodo comunque non superiore a dodici mesi, di specifiche campagne informative. A tal fine viene autorizzata la spesa di 1 milione di euro per l'anno 2024 cui si provvede mediante corrispondente riduzione del Fondo di cui all'articolo 1, comma 200, della legge 23 dicembre 2014, n. 190.

La scelta è ricaduta su Acquirente unico S.p.A. in quanto società con funzioni pubblicitarie che ha maturato negli anni una vasta esperienza nel settore della tutela dei consumatori energetici, nella sua veste di gestore del sistema informativo integrato, dello sportello per il consumatore di energia e ambiente, del portale delle offerte e del portale consumi.

Il comma 2, tenuto conto del riordino delle attribuzioni ministeriali ad opera del decreto-legge n. 22 del 2021 (riordino poi confermato dal decreto-legge n. 173 del 2022), mira, invece, a superare le criticità correlate alla circostanza che il fondo alimentato dai proventi derivanti dalle sanzioni dell'Autorità nazionale di regolazione del settore energetico e ambientale (ARERA), pur se volto a finanziare azioni e progetti per i consumatori energetici e ambientali (nella più parte dei casi affidati a società o enti soggetti alla vigilanza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica), resta "incardinato" nello stato di previsione del Ministero delle imprese e del *made in Italy*. Ciò ha creato ridondanze e complicazioni amministrative, suscettibili di compromettere – specie in momenti "delicati" come quello del passaggio dei clienti domestici al mercato libero – l'efficienza e l'efficacia delle azioni di tutela programmate. Tanto premesso, il comma 2 trasferisce alla competenza del MASE il fondo di cui all'articolo 11-*bis* del decreto-legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 maggio 2005, n. 80, dal 1° gennaio 2024, superando le incertezze normative emerse in fase esecutiva dei progetti già presentati dall'ARERA per le finalità dell'apertura dei mercati energetici. Anche tali disposizioni non comportano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Dal punto di vista finanziario, la disposizione in commento ha contenuto ordinamentale e, pertanto, dalla stessa non derivano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Il comma 3 apporta modificazioni all'articolo 11 del decreto legislativo n. 210 del 2021, al fine di introdurre un quadro completo e certo per la fornitura di energia elettrica ai clienti vulnerabili, in chiave pro-competitiva e a prezzi *market-based*, in linea con le previsioni di cui all'articolo 5 della direttiva 2019/944/UE. Per cliente vulnerabile di energia elettrica si intende il cliente che versa in condizioni economiche svantaggiate, che rientra tra i soggetti con disabilità ai sensi dell'articolo 3 della legge 5 febbraio 1992, n. 104, che ha un'età superiore a 75 anni ovvero che è in possesso degli altri requisiti previsti all'articolo 11, comma 1, del decreto legislativo n. 210/2021.

In base al vigente disposto dell'articolo 11, comma 2, del d.lgs. 210/2021, a decorrere dalla data di cessazione del servizio di maggior tutela, i fornitori del libero mercato sono tenuti a offrire a questa categoria di clienti la fornitura di energia elettrica secondo condizioni individuate dall'ARERA. E, ai sensi dell'articolo 16-*ter* del decreto-legge 152/21, continua ad applicarsi a tali clienti il regime di maggior tutela fino alla adozione, da parte di ARERA, delle condizioni contrattuali e di prezzo di cui all'articolo 11, comma 2, del d.lgs. n. 210/2021.

La disposizione vigente, pertanto, non prevede un obbligo di contrarre in capo ai fornitori, bensì unicamente un obbligo di offerta, con la conseguenza che i clienti vulnerabili potrebbero non trovare un fornitore disposto a servirli e non riuscire a beneficiare delle condizioni contrattuali dedicate. Si produrrebbero così dei risultati paradossali avuto riguardo alla condizione della generalità dei clienti finali domestici, per i quali l'ordinamento



prevede invece il passaggio graduale al libero mercato, attraverso la fruizione del servizio a Tutele Graduali reso da fornitori scelti con procedure competitive.

La disposizione, pertanto, modifica l'articolo 11, comma 2, del d.lgs. n. 210/2021, sostituendo l'attuale comma 2 con la previsione del diritto dei clienti vulnerabili di essere riforniti nell'ambito del servizio di vulnerabilità reso da fornitori iscritti all'apposito albo, selezionati mediante procedura competitiva. Acquirente Unico S.p.A. svolge, sulla base di criteri di mercato, la funzione di approvvigionamento centralizzato dell'energia elettrica del servizio di vulnerabilità e le condizioni del servizio sono regolate dall'ARERA secondo i criteri individuati dalla norma stessa, nonché inserendo i commi 2-*bis* e 2-*ter*. Il comma 2-*bis* attribuisce all'ARERA la disciplina del servizio di vulnerabilità nel rispetto di principi elencati. Tra questi si prevede che il servizio sia limitato alla sola fornitura di energia elettrica e assegnato, per una durata non superiore a quattro anni, mediante procedure competitive relative ad aree territoriali omogenee, tali da assicurare la massima partecipazione e la non discriminazione. L'ARERA deve stabilire un valore limite al corrispettivo di assegnazione del servizio di vulnerabilità. È, inoltre, assicurata la separazione delle attività del servizio di vulnerabilità rispetto a ogni altra attività svolta al di fuori del servizio medesimo. Con il comma 2-*ter* si prevede che, qualora in esito alla procedura di assegnazione nessuna offerta rispetti il valore limite del corrispettivo di assegnazione fissato dall'ARERA, il servizio di vulnerabilità non è aggiudicato e l'Acquirente Unico S.p.A. provvede ad indire una nuova procedura entro sei mesi dalla conclusione della precedente.

Dal punto di vista finanziario, la disposizione in commento ha contenuto ordinamentale e, pertanto, dalla stessa non derivano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Il comma 4, al fine di assicurare il regolare svolgimento delle procedure competitive di cui all'articolo 16-*ter*, comma 2, del decreto-legge 6 novembre 2021, n. 152, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 dicembre 2021, n. 233, nonché di evitare incrementi dei costi per l'utenza, sostituisce integralmente il comma 1 dell'articolo 36-*ter* del decreto-legge 4 maggio 2023, n. 48, che ha introdotto l'obbligo dell'utilizzo della clausola sociale di cui all'articolo 1, comma 10, della legge 28 gennaio 2016, n. 11 nel passaggio dalla maggior tutela al libero mercato per salvaguardare il personale dei *contact center* impiegato nella gestione di attività di maggior tutela. In particolare, la disposizione, di cui si prevede la sostituzione, oltre a risultare di difficile interpretazione ed applicazione, appare suscettibile di incidere in modo negativo sull'esito delle procedure competitive, stante l'obbligo generalizzato di subentrare nei contratti relativi ai servizi di *contact center*, nonché di determinare costi aggiuntivi per l'utenza. La disposizione viene, quindi, riveduta nel senso di prevedere che, fino all'entrata in operatività del servizio di vulnerabilità mediante l'individuazione dei relativi fornitori e ferma restando la naturale scadenza dei contratti che disciplinano i servizi di *contact center* prestati da soggetti terzi, gli esercenti la maggior tutela, alla data di entrata in vigore della presente disposizione, continuino ad avvalersi dei citati servizi, con salvaguardia degli stessi livelli occupazionali. Resta, ovviamente, impregiudicata la facoltà dei citati operatori economici di continuare ad avvalersi dei servizi di *contact center* in parola, anche oltre la sopra menzionata data, per lo svolgimento delle proprie attività. Dal punto di vista finanziario, la disposizione in commento ha contenuto ordinamentale e, pertanto, dalla stessa non derivano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Il comma 5, al fine di garantire la continuità della fornitura di energia elettrica, l'emissione con cadenza bimestrale delle fatture relative a detta fornitura (fin dalla data di cessazione del regime di mercato tutelato e dell'assegnazione del nuovo fornitore), nonché la regolarità dei relativi pagamenti, prevede che l'addebito diretto su conto bancario (postale, su altri mezzi di pagamenti) autorizzato dal cliente domestico per la fatturazione nell'ambito della maggior tutela valga anche per il subentro nel servizio a tutele graduali o nel servizio di vulnerabilità, sempre fatta salva la facoltà di revoca dell'autorizzazione da parte del cliente stesso. Tale previsione mira alla risoluzione di una delle problematiche "tecniche" correlate al superamento della maggior tutela e si pone a garanzia della tempestiva conclusione del processo di *phase-out* dal mercato tutelato stesso. A tale fine, si stabilisce che, entro sessanta giorni dalla conclusione delle procedure competitive di cui all'articolo 16-*ter*, comma 2, del decreto-legge 6 novembre 2021, n. 152, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 dicembre 2021, n. 233, e, comunque, non oltre il 31 maggio 2024, l'ARERA definisca, d'intesa con la Banca d'Italia e sentito il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, le necessarie condizioni e termini per l'attuazione delle disposizioni *de quibus*. Trattasi di disposizione di carattere ordinamentale, da cui non discendono nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Il comma 6 prevede che l'ARERA e la società Acquirente unico S.p.A. adottino i provvedimenti di competenza necessari per assicurare uno svolgimento delle procedure competitive di cui all'articolo 16-*ter*, comma 2, del decreto-legge 6 novembre 2021, n. 152, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 dicembre 2021, n. 233, coerente con le disposizioni di cui ai commi 4 e 5 della disposizione in esame. Inoltre, al fine di garantire un'adeguata informazione preventiva dell'utenza domestica, anche mediante le campagne informative di cui



al comma 1, nonché la più ampia partecipazione degli operatori economici alle predette procedure, si prevede che debba essere assegnato, in ogni caso, un termine non inferiore a trenta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione e comunque non oltre il 10 gennaio 2024 per la presentazione delle offerte da parte degli operatori economici.

Il comma 7 prevede un rafforzamento delle misure finalizzate a: prevenire ingiustificati aumenti dei prezzi e alterazioni delle condizioni di fornitura in occasione del completamento della liberalizzazione del mercato elettrico e dell'avvio del servizio a tutele gradualmente per i clienti finali domestici senza fornitore di energia elettrica; assicurare un efficace coordinamento delle politiche e delle azioni a tutela dei clienti domestici nel mercato dell'energia elettrica; garantire la tempestiva adozione delle occorrenti misure correttive. All'uopo, si evidenzia che, a legislazione vigente, è già previsto dall'articolo 2, comma 3, del DM 18 maggio 2023, n. 169 che l'ARERA debba elaborare un rapporto sull'esito delle procedure concorsuali per l'individuazione degli esercenti il STG, da trasmettere entro novanta giorni dalla data di conclusione delle procedure medesime, al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica e alle Commissioni parlamentari competenti. Inoltre, è compito della predetta Autorità vigilare sulla corretta applicazione delle condizioni del STG.

Ebbene, la disposizione prevede che, oltre alle predette attività, l'ARERA, d'intesa con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, debba effettuare specifiche attività di monitoraggio relativamente alle condizioni di fornitura di energia elettrica praticate nei confronti dei clienti domestici successivamente alla conclusione delle procedure competitive di cui all'articolo 16-ter, comma 2, del decreto-legge 6 novembre 2021, n. 152, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 dicembre 2021, n. 233, e all'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 201, nonché alla corretta applicazione delle condizioni del servizio da parte degli aggiudicatari individuati mediante le predette procedure competitive.

Ciò, al fine precipuo di adottare tempestivamente le occorrenti misure correttive che si dovessero rendere necessarie.

Si stima che Acquirente unico S.p.A. possa svolgere in maniera adeguata tale funzione, avendo maturato negli anni una vasta esperienza nel settore della tutela dei consumatori energetici, nella sua veste di gestore del sistema informativo integrato, dello sportello per il consumatore di energia e ambiente, del portale delle offerte e del portale consumi.

Gli esiti della sopra descritta attività di monitoraggio sono compendati in una relazione da trasmettere da parte dell'ARERA alle Commissioni parlamentari, competenti per materia, entro il 31 marzo 2025 e successivamente con cadenza annuale a decorrere da detta data.

Dal punto di vista finanziario, si evidenzia che dalla disposizione non discendono nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, dal momento che le attività previste dalla previsione in commento sono coerenti con le funzioni e i compiti istituzionali di Acquirente Unico S.p.A., dell'ARERA e del MASE e, pertanto, il loro svolgimento può essere assicurato mediante l'impiego delle risorse umane e strumentali, già disponibili a legislazione vigente e senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Con riferimento al comma 3, lettera b), capoverso comma 2 bis, lettera e-bis, tale disposizione fornisce ulteriori criteri per la disciplina da parte dell'ARERA delle procedure per l'aggiudicazione del servizio di vulnerabilità reso da un fornitore di energia elettrica iscritto all'Albo e selezionato mediante procedura competitiva svolta da Acquirente Unico S.p.A..

In particolare, si prevede che il fornitore, nell'ambito della presentazione dell'offerta, possa manifestare la volontà di avvalersi dell'azienda o del ramo d'azienda degli esercenti il servizio di maggior tutela di cui all'articolo 1, comma 2, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, e subentrare nei rapporti giuridici in capo agli stessi al momento dell'espletamento della gara. I soggetti che manifestano detta volontà presentano offerte per un insieme minimo di aree non inferiore a quello stabilito dall'Autorità in coerenza con l'oggetto della manifestazione di interesse. L'esercizio di tale facoltà è previsto tra i criteri per l'individuazione dell'offerta economicamente più vantaggiosa, prevedendo in particolare una rimodulazione dell'offerta commisurata al minor reintegro dei costi da riconoscere agli esercenti la tutela che beneficiano dei corrispettivi loro riconosciuti per l'avvalimento.

Il comma 4-bis introduce una disposizione volta a disciplinare la procedura di riconoscimento dei costi eventualmente non recuperabili in favore dei fornitori attualmente esercenti il servizio di maggior tutela al cessare del servizio. Si tratta del riconoscimento di quei costi che i fornitori hanno dovuto sopportare per rendere il servizio di maggior tutela a decorrere dal 1° aprile 2023 e fino al momento della cessazione di detto servizio per i clienti domestici non vulnerabili e, successivamente, per i clienti vulnerabili.

Le disposizioni non introducono nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica in quanto a carico degli utenti del sistema elettrico.



Il comma 5-bis ha natura ordinamentale e non è pertanto suscettibile di determinare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, in quanto tesa ad apprestare una tutela più aderente alla volontà del cliente disponendo in materia di rinnovo dell'autorizzazione all'addebito diretto sul conto di pagamento o sullo strumento di pagamento del cliente domestico.

Il comma 7-bis interviene sulla legge concorrenza 2017 e in particolare amplia l'ambito di operatività del comitato tecnico consultivo con funzioni di confronto e raccordo delle istanze dei diversi portatori di interesse sui contenuti del portale offerte, anche alle problematiche di mercato emerse e ai contenuti nel portale informatico per il confronto delle offerte di energia elettrica e gas.

Inoltre, stabilisce che il comitato è convocato su richiesta motivata di uno dei suoi componenti.

Le disposizioni hanno carattere ordinamentale e non determinano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Articolo 14-bis (Incremento del Fondo unico a sostegno del potenziamento del movimento sportivo italiano)

L'articolo prevede, al comma 1, il rifinanziamento nel limite di 5 milioni di euro, per il 2024, del «Fondo unico a sostegno del potenziamento del movimento sportivo italiano», da destinare all'erogazione di contributi a fondo perduto a favore di associazioni e società sportive iscritte nel registro nazionale delle attività sportive dilettantistiche, che gestiscono in esclusiva impianti natatori e piscine per attività di base e sportiva. Il comma 2 prevede che le modalità e i termini per l'erogazione dei contributi sono individuati con decreto ministeriale. Agli oneri derivanti dal comma 1, pari a 5 milioni di euro per l'anno 2024, si provvede mediante corrispondente riduzione per l'anno 2024 del Fondo per gli interventi strutturali di politica economica di cui all'articolo 10, comma 5, del decreto-legge 29 novembre 2004, n. 282, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 dicembre 2004, n. 307.

Art. 14-ter (Integrazione poteri del Commissario unico per la realizzazione degli interventi in materia di acque reflue urbane)

Il comma 1 è volta a introdurre misure di semplificazione e accelerazione per la realizzazione di opere e interventi tesi al superamento delle procedure d'infrazione in tema di acque reflue, da parte del Commissario Unico nominato ai sensi dell'articolo 41, comma 2 bis, della legge n. 234/2012.

In particolare, si prevede che il Commissario Unico possa operare in deroga ad ogni disposizione di legge diversa da quella penale, e fatto salvo il rispetto dalle disposizioni del codice delle leggi antimafia e delle misure di prevenzione e dei vincoli europei (fermi restando i poteri già previsti dal vigente articolo 2, comma 11, del decreto legge n. 243 del 2016) e l'intervento della Commissione tecnica PNRR-PNIEC di cui all'art. 8 comma 2 bis del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152 nel caso in cui siano richiesti provvedimenti di valutazione di impatto ambientale o di verifica di assoggettabilità. Inoltre si prevede che ove gli interventi e le opere di carattere infrastrutturale rientrano in siti che costituiscono la rete Natura 2000, la valutazione di incidenza è conclusa entro trenta giorni dalla richiesta. Decorso tale termine è assegnato un ulteriore termine di 15 giorni per provvedere. Al Commissario ad acta non spettano compensi, gettoni di presenza, rimborsi di spese o altri emolumenti comunque denominati. Nel caso di perdurante inerzia è prevista la nomina di un commissario ad acta al quale viene attribuito, in via sostitutiva, il potere di adottare tutti gli atti o i provvedimenti necessari, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Nel caso di conclusione negativa delle valutazioni di incidenza, l'ultimo comma prevede che, alle opere e interventi da realizzare, in quanto rispondenti a finalità imperative di rilevante interesse pubblico, si possa applicare la disciplina di cui all'articolo 6, paragrafo 4, della direttiva 92/43/CEE del Consiglio, del 21 maggio 1992.

La disposizione ha carattere ordinamentale e non determina nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Con specifico riferimento al comma 11-bis, relativo all'attribuzione alla Commissione PNRR-PNIEC dei progetti di competenza del Commissario unico sulle acque reflue da sottoporre a VIA, si evidenzia che si tratta di interventi che rientrano nelle materie già oggetto dei lavori della citata Commissione, tenuto peraltro conto che ai sensi dell'articolo 8, comma 2-bis, del d.lgs. n. 152 del 2006 la Commissione PNRR-PNIEC provvede alla valutazione di impatto ambientale dei progetti "connessi alla gestione della risorsa idrica" oggetto di VIA statale. Si precisa altresì che nel PNIEC vengono considerati gli interventi in materia di acque reflue sia per quanto riguarda l'energia recuperata dai fanghi ottenuti dal trattamento delle acque reflue e le emissioni inquinanti derivanti dal trattamento delle acque reflue. In ogni caso, rimane ferma la



disciplina di cui all'articolo 33, comma 1, del d.lgs. n. 152 del 2006 in forza del quale i proponenti sono tenuti a corrispondere una tariffa per la copertura dei costi sopportati dall'autorità competente per l'organizzazione e lo svolgimento delle attività in materia di VIA, pertanto non si determinano nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

Si rappresenta che la norma è volta ad attribuire alla competenza statale ove prevista, in luogo di quella regionale, l'effettuazione della valutazione di impatto ambientale sui progetti in materia di acque reflue che il Commissario unico è chiamato a realizzare. Inoltre, si prevede l'attribuzione delle attività sulla VIA per i progetti in argomento alla Commissione PNRR PNIEC, al fine di applicare il c.d. fast track e velocizzare le procedure di VIA, con l'obiettivo di accelerare la realizzazione degli interventi e superare il contenzioso europeo in materia (riducendo il peso dei connessi oneri a carico del bilancio dello Stato).

In conclusione, la proposta non determina nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica in quanto la Commissione PNRR PNIEC (tra le cui materie già rientrano anche quelle sulle acque reflue sottoposte a VIA statale, ai sensi dell'articolo 8, comma 2-bis, del TUA) si finanzia con le tariffe dei proponenti dei progetti ai sensi dell'articolo 33 del TUA.

Si precisa che le tariffe citate sono quelle attualmente previste che non saranno pertanto modificate per effetto della norma in argomento.

Il comma 2, a carattere ordinamentale, non presenta profili di interesse finanziario.

Art. 14-quater (Disposizioni urgenti per la valorizzazione energetica e la gestione del ciclo dei rifiuti nella Regione Siciliana)

L'articolo prevede la nomina a Commissario straordinario del Presidente della Regione Sicilia, per la durata di due anni prorogabili, finalizzata al completamento di una rete impiantistica integrata per la gestione del processo di smaltimento dei rifiuti, disciplinando anche la modalità di nomina e di esercizio dei poteri a lui attribuiti.

Gli investimenti previsti nel limite complessivo di 800 milioni di euro, sono finanziati nell'ambito dell'Accordo per la coesione da definire tra la Regione siciliana e il Ministro per gli affari europei, il Sud, le politiche di coesione e il PNRR ai sensi dell'articolo 1, comma 178, lettera d), della legge 30 dicembre 2020, n. 178, eventualmente integrato, ai sensi dell'articolo 1, comma 2, del decreto-legge 19 settembre 2023, n. 124, convertito, con modificazioni, dalla legge 13 novembre 2023, n. 162, con le risorse del programma regionale FESR 2021-2027 della Regione siciliana e con le risorse destinate ad interventi complementari di cui all'articolo 1, comma 54, della citata legge n. 178 del 2020, riferibili alla medesima Regione, nel rispetto delle relative procedure e criteri di ammissibilità.

Per la realizzazione dei suddetti interventi urgenti di cui al presente articolo è autorizzata l'apertura di apposita contabilità speciale intestata al Commissario straordinario, nella quale confluiscono le risorse sopra indicate.

Il comma 6 dell'articolo prevede inoltre che la Regione siciliana può dare supporto al Commissario straordinario con le proprie strutture amministrative, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, ovvero istituire, compatibilmente con la vigente disciplina assunzionale e con oneri a carico del proprio bilancio, un'apposita struttura posta alle dirette dipendenze dello stesso Commissario, con la possibilità di nominare fino a due sub-commissari, per la durata massima di dodici mesi il cui compenso è determinato in misura non superiore a quella indicata all'art. 15, comma 3, del DL 98/2011. Si precisa che anche gli oneri per i compensi da corrispondere ai sub-commissari sono a carico della Regione siciliana.

Art. 14-quinquies (Modifiche all'articolo 8 del decreto legislativo 3 aprile 2006 n. 152, concernente i lavori della Commissione tecnica PNRR-PNIEC)

Trattasi di norma, a carattere ordinamentale, tesa a definire l'articolazione della Commissione tecnica PNRR – PNIEC di cui all'art. 8 c.2-bis del D.L.vo 152 del 2006 ai fini di una maggiore efficienza del collegio; tale commissione esplica le proprie funzioni attraverso i Commissari la cui remunerazione è già determinata ai sensi dell'art.8 c.5 del citato decreto legislativo. Pertanto la norma, non determina nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica. Si precisa che la disposizione formalizza a livello normativo la strutturazione della Commissione già prevista in via di fatto e richiamata a latere all'articolo 8, comma 2-bis, ultimo periodo, del decreto legislativo n. 152 del 2006 dove vengono citate le Sottocommissioni e i Gruppi istruttoria pur in assenza di una disciplina che li qualificasse, ora prevista dall'articolo in esame. Pertanto si conferma che tale articolazione della Commissione non determina oneri a carico della finanza



pubblica considerato che la stessa continuerà ad operare con le risorse umane, strumentali e finanziarie previste a legislazione vigente.

Articolo 15 *(Disposizioni urgenti per l'attività di ricostruzione dei territori colpiti dagli eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023)*

La disposizione non determina nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica in quanto chiarisce la portata della disposizione già vigente i cui oneri, connessi con la concessione ed erogazione dei contributi a titolo di ricostruzione privata da parte del Commissario straordinario sono già a valere sulle complessive disponibilità allocate e rese disponibili allo scopo sulla contabilità speciale di cui all'articolo 20-*quinquies*, comma 4, del decreto-legge 1° giugno 2023, n. 61, convertito, con modificazioni, dalla legge 31 luglio 2023, n. 100.

Articolo 16 *(Deroga ai requisiti minimi di efficienza per la ricostruzione a seguito di alluvione)*

La disposizione non determina nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Articolo 17 *(Accesso al fondo di solidarietà nazionale per le imprese agricole che hanno subito danni a causa delle avversità atmosferiche di eccezionale intensità verificatesi nei mesi di ottobre e di novembre 2023)*

La disposizione consente alle imprese agricole, ubicate nella Regione Toscana, che abbiano subito danni per effetto degli eventi meteorologici verificatisi nei mesi di ottobre e di novembre 2023, di accedere alle misure di indennizzo di cui all'articolo 5 del decreto legislativo 29 marzo 2004, n. 102. Allo scopo, introduce rispetto alla disciplina generale due deroghe: possono accedervi altresì le imprese che non abbiano sottoscritto polizze assicurative; la Regione Toscana potrà deliberare proposta di declaratoria di eccezionalità anche in deroga al termine di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 29 marzo 2004, n. 102.

Ai relativi oneri si provvede a valere sulle economie registrate dalla regione Toscana su precedenti assegnazioni nei limiti di 6 milioni di euro.

Articolo 18 *(Disposizioni in favore dei territori della Regione Toscana colpiti dagli eventi alluvionali verificatisi a partire dal 2 novembre 2023)*

La disposizione intende rafforzare le modalità di intervento del Fondo centrale di garanzia in favore delle imprese localizzate nei comuni della Regione Toscana colpiti dagli eventi alluvionali verificatisi a partire dal 2 novembre 2023, al fine di agevolare una ripresa quanto più possibile rapida delle attività economiche del territorio, localizzate nei territori di cui alla delibera del Consiglio dei Ministri del 3 novembre 2023, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 265 del 13 novembre 2023.

Il comma 1 detta disposizioni in materia di recupero della capacità produttiva nelle zone colpite dall'alluvione nei territori della Regione Toscana di cui alla delibera del Consiglio dei Ministri del 3 Novembre 2023, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n.265 del 13 novembre 2023. La disciplina in materia di riconversione e riqualificazione produttiva di aree di crisi industriale è stata riordinata dall'art. 27 del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, che ha previsto, oltre ad una specifica procedura per il riconoscimento delle aree di crisi industriale complessa (CIC), l'individuazione di una seconda categoria di aree di crisi industriale diverse da quelle complesse (CINC), che presentano, comunque, impatto significativo sullo sviluppo dei territori interessati e sull'occupazione. Le risorse finanziarie assegnate al Fondo per la crescita sostenibile per l'attuazione degli interventi di riconversione e riqualificazione produttiva di aree interessate da situazioni di crisi industriale di cui alla legge 15 maggio 1989, n. 181, per un importo complessivo pari a euro 661.642.835,66, sono state da ultimo ripartite con decreto del Ministro dello sviluppo economico 23 aprile 2021 fra aree di crisi industriale complessa e aree di crisi non complessa, nella misura rispettivamente di euro 210.000.000,00 ed euro 451.642.835,66. Mentre le risorse attribuite alle aree di crisi industriale complessa sono già in gran parte impegnate per accordi di programma sottoscritti o in fase di sottoscrizione, risulta invece ad oggi disponibile per le aree di crisi industriale non complessa l'importo di euro 251.642.835,66 (già al netto dei 100 milioni stanziati a favore dell'Emilia a mezzo dell'art. 20-undecies del DL 61/2023). Pertanto, ai territori della Regione Toscana di cui alla delibera del Consiglio dei Ministri del 3 novembre 2023, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 265 del 13 novembre 2023, potranno essere finalizzate risorse nell'ambito delle disponibilità per le aree di crisi industriale non complessa, nel limite di 50 milioni di euro (comma 2).



Articolo 18-bis (Disposizioni in favore dei territori della regione Umbria colpiti dagli eventi sismici del 9 marzo 2023)

La norma mira a comprendere nell'ambito di applicazione dell'articolo 1, comma 560, della legge 30 dicembre 2023, n. 213, tutti i territori colpiti dagli eventi sismici del 9 marzo 2023, per i quali è stato dichiarato lo stato di emergenza di rilievo nazionale con le deliberazioni del Consiglio dei Ministri del 6 aprile 2023 e del 31 maggio 2023.

In particolare, si tratta dell'intero Comune di Umbertide in provincia di Perugia, già contemplato dall'articolo 1, comma 560, cit., nonché della parte centro-nord del Comune di Perugia e della parte ovest del Comune di Gubbio.

Dalla disposizione normativa deriva un minore gettito tributario connesso all'esenzione dal pagamento dell'imposta municipale propria ex articolo 1, commi 738 e seguenti, della legge 27 dicembre 2019, n. 160, interamente compensato dai ristori assicurati dallo stesso articolo 1, comma 560, cit., in forza del quale "[c]on decreto del Ministro dell'interno, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, sentita la Conferenza Stato-città ed autonomie locali, da adottare entro il 30 aprile 2024, sono stabiliti i criteri per il ristoro del minor gettito connesso all'esenzione di cui al presente comma, nel limite massimo di 110.000 euro per l'anno 2024".

Difatti, alla luce degli elementi istruttori acquisiti, risulta che gli oneri derivanti dal minor gettito connesso all'esenzione in parola ammontano:

- a 60.000 euro per il Comune di Umbertide;
- a 46.000 euro per il Comune di Perugia;
- a 2.500 euro per il Comune di Gubbio.

Ne deriva la valorizzazione di oneri per 108.500 euro, interamente compensati dalla copertura di 110.000 euro già individuata dall'articolo 1, comma 560 cit., che pertanto risulta idonea a sostenere l'ampliamento dell'esenzione tributaria in parola anche ai rimanenti territori della parte centro-nord del Comune di Perugia e della parte ovest del Comune di Gubbio, parimenti rientranti nel perimetro dello stato di emergenza di cui alle delibere del Consiglio dei ministri del 6 aprile 2023 e del 31 maggio 2023.

Articolo 19 (Abrogazioni)

Dal presente articolo non derivano nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

In particolare, il comma 4-bis che prevede l'abrogazione dell'articolo 36, comma 2, del decreto legislativo n. 199 del 2021, ha natura ordinamentale e non produce effetti di carattere finanziario.

Il comma 4-ter non ha impatto sulla finanza pubblica, in quanto non determina effetti finanziari, intervenendo sul funzionamento della borsa elettrica e in particolare sulle procedure di formazione dei prezzi, superando il meccanismo del prezzo unico nazionale.

Il prezzo unico nazionale prevede che il prezzo pagato in acquisto nel mercato organizzato all'ingrosso dell'energia elettrica sia unico sul territorio nazionale indipendentemente dalla zona di mercato in cui sono localizzati i consumi, costituendo una forma di perequazione implicita dei diversi prezzi di vendita delle zone di mercato in cui è suddivisa l'Italia.

Di seguito, si riporta una tabella che mostra come il meccanismo ha operato per gli anni 2022 e 2023. A titolo di esempio, per l'anno 2022, l'applicazione del PUN alla zona centro nord ha comportato che i clienti finali che hanno consumato in detta zona hanno pagato un prezzo inferiore rispetto al prezzo della relativa zona di mercato di 3,6 €/MWh.

	Pun CALA (€/MWh)	- Pun CNOR (€/MWh)	- Pun CSUD (€/MWh)	- Pun NORD (€/MWh)	- Pun SARD (€/MWh)	- Pun SICI (€/MWh)	- Pun SUD (€/MWh)
2022	9,8	-3,6	5,1	-3,9	17,0	8,9	8,1
2023	2,6	-1,3	0,8	-0,5	4,0	1,2	2,2

Il superamento del PUN si rende oggi necessario a decorrere dal primo gennaio 2025 in considerazione dei vincoli e delle scadenze derivanti dall'attuazione del processo di integrazione dei mercati europei dell'energia elettrica. A decorrere dalla suddetta data, il PUN infatti non verrà più considerato nell'ambito dell'algoritmo europeo che tutte le borse elettriche degli Stati membri sono tenute a impiegare per calcolare gli esiti del mercato elettrico e che calcolerà tutti i prezzi solo come prezzi zonali.



L'indicazione di tempistiche certe risponde inoltre all'esigenza di informare e preparare con adeguato anticipo gli operatori di mercato, affinché possano aggiornare le rispettive procedure di partecipazione ai mercati organizzati.

Con la disposizione si prevede inoltre l'applicazione di un meccanismo perequativo che opererà a valere delle componenti tariffarie disciplinate dall'ARERA e con le modalità che saranno definite dall'Autorità medesima, sulla base di indirizzi ministeriali, senza effetti sulla finanza pubblica.

Detta perequazione tra i clienti finali è funzionale a far sì che transitoriamente i clienti finali sostengano il medesimo costo di acquisto all'ingrosso dell'energia elettrica anche dopo il superamento del PUN. Il meccanismo perequativo prevede una durata differenziata della perequazione per le diverse categorie di clienti finali in funzione del rispettivo contributo atteso in termini di efficienza e flessibilità del sistema nonché di esigenze di promozione della concorrenza nel mercato.

Fermo restando l'equilibrio finanziario tra partite positive e negative, una stima per gli anni a venire dell'impatto della componente perequativa tra i clienti finali localizzati nelle diverse zone di mercato non è determinabile con parametri di certezza in quanto dipendente da variabili di scenario quali quelle riguardanti la distribuzione tra le diverse zone della nuova potenza di generazione da fonti rinnovabili rispetto all'evoluzione e alla distribuzione territoriale dei consumi e l'entrata in esercizio degli sviluppi di rete e delle interconnessioni che in prospettiva determineranno un allineamento dei prezzi zionali

Articolo 20 (Disposizioni finanziarie)

La disposizione non determina nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.





*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

