

dossier

XIX Legislatura

13 dicembre 2023

Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica, la promozione delle fonti rinnovabili, il sostegno alle imprese energivore e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eventi alluvionali

D.L. 181/2023 – A.C. 1606



SERVIZIO STUDI

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

Dossier n. 199



SERVIZIO STUDI

Dipartimento Attività produttive

TEL. 06 6760-3403 - ✉ st_attprod@camera.it - ✕ [@CD_attProd](https://www.instagram.com/CD_attProd)

Dipartimento Ambiente

TEL. 06 6760-9253 - ✉ st_ambiente@camera.it - ✕ [@CD_ambiente](https://www.instagram.com/CD_ambiente)

Progetti di legge n. 222

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

INDICE

CAPO I – MISURE IN MATERIA DI ENERGIA

Articolo 1 (<i>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</i>).....	3
Articolo 2 (<i>Misure per il rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale e la relativa flessibilità</i>).....	13
Articolo 3 (<i>Disposizioni in materia di concessioni geotermoelettriche</i>).....	30
Articolo 4 (<i>Disposizioni per incentivare le regioni a ospitare impianti a fonti rinnovabili</i>)	35
Articolo 5 (<i>Misure per il contributo alla flessibilità del sistema elettrico da parte degli impianti non abilitati alimentati da bioliquidi sostenibili</i>).....	37
Articolo 6 (<i>Semplificazione del procedimento per la realizzazione di condensatori ad aria presso centrali esistenti</i>).....	47
Articolo 7 (<i>Disposizioni in materia di stoccaggio geologico di CO2</i>).....	50
Articolo 8 (<i>Misure per lo sviluppo della filiera agli impianti eolici galleggianti in mare</i>).....	55
Articolo 9, commi da 1 a 4 (<i>Misure in materia di infrastrutture di rete elettrica – portale digitale degli interventi di sviluppo e delle connessioni alla RTN</i>).....	58
Articolo 9, commi da 5 a 9 (<i>Misure in materia di infrastrutture di rete elettrica – semplificazioni per i progetti smart grid previsti dal PNRR</i>).....	61
Articolo 10 (<i>Disposizioni urgenti per lo sviluppo di progetti di teleriscaldamento e teleraffrescamento</i>).....	66
Articolo 11 (<i>Misure urgenti in materia di infrastrutture per il decommissioning e la gestione dei rifiuti radioattivi</i>)	68
Articolo 12 (<i>Registro delle tecnologie per il fotovoltaico</i>).....	78
Articolo 13 (<i>Rifinanziamento del Fondo italiano per il clima</i>)	80
Articolo 14 (<i>Disposizioni urgenti in materia di procedure competitive e di tutela dei clienti domestici nel mercato al dettaglio dell'energia elettrica</i>).....	82

CAPO II – MISURE IN MATERIA DI RICOSTRUZIONE NEI TERRITORI COLPITI DAGLI ECCEZIONALI EVENTI ALLUVIONALI VERIFICATISI A PARTIRE DAL 1° MAGGIO 2023

Articolo 15 (<i>Disposizioni urgenti per l'attività di ricostruzione dei territori colpiti dagli eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023</i>)	92
Articolo 16 (<i>Deroga ai requisiti minimi di efficienza per la ricostruzione a seguito di alluvione</i>).....	95
Articolo 17 (<i>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</i>).....	97
Articolo 18 (<i>Disposizioni in favore dei territori della Regione Toscana colpiti dagli eventi alluvionali verificatisi dal 2 novembre 2023</i>)	101

CAPO III – DISPOSIZIONI FINALI E FINANZIARIE

Articolo 19, comma 1 (<i>Riutilizzo dei materiali di dragaggio</i>)	111
Articolo 19, comma 2 (<i>Abrogazione articolo 33-ter D.L. 77/2021 – riforma del sistema di riscossione degli oneri generali di sistema elettrico</i>)	113
Articolo 19, comma 3 (<i>Efficienza energetica degli impianti di illuminazione pubblica</i>).....	116
Articolo 19, comma 4 (<i>Abolizione della possibilità per il Ministero dell'ambiente di accedere alle informazioni relative ai mercati elettrico e del gas</i>)	118
Articolo 20 (<i>Disposizioni finanziarie</i>)	120
Articolo 21 (<i>Entrata in vigore</i>)	121

CAPO I – MISURE IN MATERIA DI ENERGIA**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)

L'articolo 1 reca misure finalizzate ad **accelerare gli investimenti in autoproduzione di energia rinnovabile nei settori a forte consumo di energia.**

In particolare, il **comma 1** dispone che - **fino al 31 dicembre 2030** - nel caso di **più istanze** concorrenti **per la** concessione della **medesima superficie pubblica**, gli enti interessati debbano accordare una **preferenza** - ai fini dell'individuazione del concessionario - ai **progetti di impianti fotovoltaici o eolici** volti a soddisfare il **fabbisogno energetico** delle **imprese cd. elettrivore** (iscritte all'apposito elenco presso la CSEA).

Il **comma 2** demanda al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica la definizione, entro l'8 febbraio 2024, di un **meccanismo** per lo **sviluppo di nuova capacità di generazione** di energia elettrica **da fonti rinnovabili** da parte delle imprese elettrivore, secondo **criteri dettagliati** nelle **lettere da a) ad n)** del medesimo comma. Il meccanismo prevede anche la facoltà delle imprese interessate di richiedere al GSE un'anticipazione di parte dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di nuova realizzazione, o 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 specifiche condizioni e tempistiche.

Il **comma 3** demanda ad **ARERA** la definizione delle **modalità per la copertura** di taluni oneri derivanti dal suddetto meccanismo, specificando che la **copertura** è assicurata **a valere sulla componente degli oneri generali del sistema elettrico** destinata al sostegno delle **fonti rinnovabili**.

Infine, il **comma 4**, per le finalità di cui ai commi 1 e 2, consente al **GSE** di accedere ai dati presenti nel **Sistema informativo integrato (SII)** istituito **presso la società Acquirente Unico S.p.A.**

Il **comma 1**, tenuto conto dell'esigenza di promuovere e accelerare gli investimenti in autoproduzione di energia rinnovabile nei settori a forte consumo di energia elettrica in conformità al PNIEC, dispone che, **fino al 31**

dicembre 2030, nel caso di più istanze concorrenti per la concessione della medesima superficie pubblica, gli enti concedenti attribuiscono una **preferenza** - ai fini dell'individuazione del concessionario - ai **progetti di impianti fotovoltaici o eolici** volti a soddisfare il **fabbisogno energetico** di soggetti iscritti nell'[elenco](#) delle imprese a forte consumo di energia elettrica (**imprese elettrivore**) istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali - CSEA.

Il comma 1 richiama l'**articolo 12, comma 2, del D.lgs. 3 marzo 2011, n. 28**, ai sensi del quale i soggetti pubblici possono concedere a terzi superfici di proprietà per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel rispetto della disciplina di cui al Codice degli appalti pubblici (D.lgs. n. 50/2016 e ss. mod. e int.). Quanto sopra si applica anche ai siti militari e alle aree militari in conformità con quanto previsto dall'articolo 355 del Codice dell'ordinamento militare (D.lgs. n. 66/2010) sulla valorizzazione degli immobili militari.

Ai sensi del **comma 2**, per il medesimo fine di cui al comma 1, **entro l'8 febbraio 2024** (sessanta giorni dalla data di entrata in vigore del decreto-legge intervenuta il 10 dicembre 2023), il **Ministro dell'ambiente** e della sicurezza energetica definisce un **meccanismo** per lo **sviluppo di nuova capacità di generazione** di energia elettrica **da fonti rinnovabili** da parte delle imprese elettrivore, secondo **criteri dettati** nelle **lettere da a) ad n)** del medesimo comma.

Ai sensi della **lettera a)**, la nuova capacità di generazione è **realizzata** dalle **imprese iscritte nell'elenco** delle imprese **elettrivore**, anche attraverso **aggregazione** tra loro, o **da terzi** con i quali le imprese sottoscrivono **contratti di approvvigionamento a termine** per l'energia rinnovabile, per una **potenza complessiva** pari ad **almeno al doppio di quella anticipata dal GSE nelle more dell'entrata in esercizio della nuova capacità e oggetto di restituzione al medesimo GSE** ai sensi della lettera *i)*, numero *1*). Se la nuova capacità è realizzata da terzi, l'impresa elettrivora deve assicurare che i terzi si impegnino a restituire al GSE l'energia rinnovabile alle stesse imprese anticipate.

Come si dirà meglio *infra*, le imprese elettrivore, ai sensi della lettera *d)*, possono richiedere al GSE un'anticipazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di nuova realizzazione, o oggetto di potenziamento che le medesime si impegnano a realizzare, nelle more dell'entrata in esercizio degli impianti interessati. L'anticipazione, ai sensi della lettera *i)*, deve essere restituita al GSE dalle imprese beneficiarie secondo specifiche condizioni e tempistiche.

Ai sensi della **lettera b)**, la **nuova capacità** di generazione è **realizzata** mediante:

- 1) **nuovi impianti fotovoltaici, eolici e idroelettrici** di potenza minima pari a **1 MW**;
- 2) **impianti fotovoltaici, eolici e idroelettrici** oggetto di **potenziamento** ovvero di **rifacimento** che consentano un **incremento** di potenza pari ad **almeno 1 MW**.

Ai sensi della **lettera c)**, l'**entrata in esercizio degli impianti** o l'entrata in operatività **degli interventi di potenziamento** deve avvenire entro **quaranta mesi** dalla data di stipula del contratto di cui alla successiva lettera **d)**, salvo cause di forza maggiore o casi di ritardo nella conclusione dei procedimenti amministrativi finalizzati alla realizzazione di nuova capacità, sempreché il ritardo non sia imputabile o ascrivibile all'impresa.

La **lettera d)** – come già accennato – consente alle **imprese elettrivore** – **nelle more dell'entrata in esercizio della nuova capacità** di generazione degli impianti - **di chiedere al GSE un'anticipazione** per un periodo limitato - 36 mesi - di una quota parte dell'energia rinnovabile e delle relative garanzie di origine, mediante la stipula di **contratti per differenza a due vie**¹. Il prezzo di cessione dell'energia anticipata è definito dal GSE almeno trenta giorni prima del termine per la presentazione delle richieste di anticipazione, tenuto conto del costo efficiente medio di produzione di energia rinnovabile da impianti di dimensione di scala efficiente che utilizzano tecnologie mature competitive.

Ai sensi della **lettera e)**, la **quantità** di energia elettrica rinnovabile resa **disponibile** dal GSE, **a fronte delle richieste di anticipazione**, è pari all'**energia nella disponibilità del GSE** medesimo, derivante da impianti a fonti rinnovabili che beneficiano dei seguenti meccanismi incentivanti: tariffe onnicomprensive, meccanismi del ritiro dedicato dell'energia, o scambio sul posto.

Ai sensi della **lettera h)**, la suddetta quantità è assegnata alle imprese elettrivore in relazione alla quantità dalle stesse richiesta ai sensi della lettera **d)**. **Nel caso in cui l'ammontare complessivo richiesto ecceda** la quantità

¹ Secondo quanto previsto negli Orientamenti della Commissione UE in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia, [COM \(2022\) 481 final del 27 gennaio 2022](#)), un **contratto per differenza** conferisce al beneficiario il diritto a un pagamento pari alla differenza tra un prezzo di esercizio (*strike price*) fisso e un prezzo di riferimento, ad esempio un prezzo di mercato, per unità di produzione. I contratti per differenza possono prevedere anche rimborsi da parte dei beneficiari per i periodi in cui il prezzo di riferimento supera il prezzo di esercizio.

nella **disponibilità** del GSE, lo stesso provvede a **riproporzionare le quantità** in base alle richieste di anticipazione presentate.

Ai sensi della **lettera g)**, per ogni singola impresa iscritta nell'elenco delle imprese elettrivore, la **quantità di energia elettrica rinnovabile** oggetto di richiesta di **anticipazione non può essere superiore, su base annua, ai consumi medi annui** rilevanti ai fini dell'iscrizione nell'elenco.

Ai sensi della **lettera f)**, il GSE rende disponibile l'energia elettrica oggetto di anticipazione sul **mercato elettrico** gestito dal Gestore del mercato elettrico - GME S.p.A. GME), nei limiti della produzione attesa.

La **lettera i)**, già citata, impone la **restituzione al GSE dell'energia elettrica rinnovabile oggetto di anticipazione**, mediante **contratti per differenza** stipulati tra impresa e GSE. Tali contratti devono prevedere le seguenti **condizioni minime**:

- 1) la **potenza** oggetto del contratto o dei contratti (nel caso di una molteplicità di impianti) deve essere **tale per cui** - sulla base delle stime sulla produzione attesa annua effettuate dal GSE e differenziate in ragione della tipologia e della localizzazione degli impianti - **l'energia elettrica rinnovabile complessivamente ceduta al termine del contratto sia pari in valore atteso a quella oggetto di anticipazione**. Se il contratto ha ad oggetto una quota parte della potenza degli impianti, l'energia ceduta al GSE è determinata con ripartizione *pro quota* in ciascun periodo rilevante sulla base della potenza contrattualizzata;
- 2) il **prezzo di cessione è pari al prezzo dell'energia anticipata** dal GSE, **senza** prevedere alcuna **rivalutazione per l'inflazione**. È fatta salva l'applicazione di indicizzazioni durante il periodo di restituzione, se prevista negli schemi di contratto tipo utilizzati dal GSE per il supporto alla produzione di energia rinnovabile;
- 3) la **durata del periodo di restituzione** è di **venti anni** dalla data di entrata in esercizio degli impianti;
- 4) la **produzione attesa** è resa disponibile **sul mercato elettrico** gestito dal GME;
- 5) fermo restando quanto previsto dai punti precedenti, trova applicazione la **disciplina contrattuale** in materia di supporto alla produzione di energia rinnovabile da impianti che utilizzano **tecnologie mature**.

La **lettera l)** impone alle imprese elettrivore, ai fini della stipula dei contratti di anticipazione cui alla lettera *d)*, la presentazione di **idonea**

garanzia a copertura dei rischi per il mancato adempimento delle obbligazioni assunte.

A copertura del premio della garanzia, la **lettera m)** prevede che possano essere riconosciuti **contributi** di valore complessivo **non superiore a 100 milioni** di euro, e **non superiore a 1 milione** di euro **per ciascuna impresa, nel rispetto della disciplina europea in materia di aiuti di Stato**. Il contributo può essere riconosciuto **attraverso la variazione degli importi da regolare** nell'ambito dei **contratti** cui alla lettera *d*).

Si evidenzia che non viene espressamente indicata la pertinente disciplina europea in materia di aiuti di Stato nel rispetto della quale sarà attuata la misura in commento.

Si valuti l'opportunità di precisare, nel quadro della disciplina europea, il regime di aiuto di Stato che si intende applicare al caso di specie.

Infine, ai sensi della **lettera n)**, per i **contratti di approvvigionamento a termine** di energia rinnovabile stipulati tra le imprese elettrivore e soggetti terzi, è promossa l'utilizzazione della **piattaforma gestita dal GME per gli accordi di compravendita** di energia elettrica da fonti rinnovabili **a lungo termine**, di cui all'articolo 28 del D.lgs. n. 199/2021.

L'articolo 28, al **comma 1**, ha demandato al GME la realizzazione di una bacheca informatica con lo scopo di promuovere l'incontro tra le parti potenzialmente interessate alla stipula di tali contratti. La bacheca, nel rispetto della normativa in materia di protezione dei dati personali, prevede l'obbligo di registrazione dei dati dei contratti che risultano necessari a garantire la massima diffusione degli esiti e il monitoraggio. Il **comma 2**, tenuto conto dell'evoluzione del mercato dei contratti di lungo termine, della liquidità della domanda e dell'offerta, nonché di specifici rapporti di monitoraggio forniti dal GME, ha facoltizzato il MASE a fornire indirizzi al GME per lo sviluppo di una **piattaforma di mercato organizzato, a partecipazione volontaria**, per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili. Si rinvia all'[apposita pagina](#) dedicata del sito istituzionale del GME.

Ai sensi del **comma 3**, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente - **ARERA**, con uno o più provvedimenti, stabilisce:

- le **modalità di copertura degli oneri derivanti dall'anticipazione** dell'energia nella disponibilità del GSE, di cui alla lettera *d*) del comma 2, nonché
- le **modalità di riconoscimento e copertura** degli eventuali oneri derivanti dal **contributo** a copertura del premio della garanzia, di cui alla lettera *m*) del medesimo comma 2.

La **copertura è a valere sulla componente degli oneri generali del sistema elettrico** destinata al sostegno delle **fonti rinnovabili**.

La **relazione tecnica** afferma che 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 GSE** 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 D.L. n. 131/2023. 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€/MWh², **la relazione ipotizza un impatto** dei contratti di anticipazione nella componente ASOS per i tre anni di riferimento pari a circa **1-1,2 mld€**, **cui occorre aggiungere** infine il valore delle garanzie di origine nella titolarità del GSE e riconosciuto alle imprese assegnatarie per un valore pari a circa **200 mln €/anno** (per un valore delle Garanzie di Origine pari a circa 8 €/MWh).

Infine, il **comma 4**, per le finalità di cui ai commi 1 e 2, consente al **GSE** di accedere ai dati presenti nel **Sistema informativo integrato (SII)** istituito **presso la società Acquirente Unico S.p.A.**

L'**articolo 1-bis del D.L. n. 105/2010 (L. n. 129/2010)**, citato nel comma 4 norma in commento, ha istituito il **Sistema informativo integrato (SII)**, ossia un sistema informatico centralizzato, basato su una banca dati dei punti di riconsegna dei clienti finali, per "**la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas**"; il SII è gestito dalla società Acquirente unico S.p.A., mentre ARERA ne disciplina le modalità di funzionamento, e, in quanto competente alla regolazione dei servizi, regola gli specifici flussi informativi attraverso i quali soltanto gli operatori dei mercati - al dettaglio e all'ingrosso - possono interagire tra loro al fine di attuare le prestazioni disciplinate dall'Autorità funzionale alla esecuzione fisica ai contratti di compravendita.

Le modalità di funzionamento del SII sono state definite, in termini generali, con la **deliberazione ARG/com 201/2010** – sulla base della quale Acquirente Unico ha adottato il relativo [Regolamento di funzionamento](#).

La **relazione illustrativa** osserva come il PNIEC, il cui aggiornamento è stato di recente inviato alla Commissione europea (cfr. *infra*, *box* di approfondimento), ha previsto specifiche misure volte a promuovere un

² 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.

crescente ricorso da parte dei processi industriali all'energia da fonti rinnovabili, anche in ragione dell'esigenza di ridurre, grazie allo sviluppo dell'autoproduzione e dei contratti di approvvigionamento energetico a lungo termine, il rischio di esposizione dei consumatori e delle imprese alla volatilità dei prezzi nei mercati.

La disposizione in esame riveste carattere di urgenza in ragione del fatto che, nell'attuale contesto di mercato, caratterizzato da dinamiche incerte anche per effetto del conflitto russo-ucraino e delle conseguenti ricadute geopolitiche, l'esposizione alla volatilità dei prezzi dell'energia elettrica costituisce un elemento di rischio per la competitività internazionale delle imprese energivore e richiede misure tempestive, funzionali a contenere la crescita dei costi energetici, anche attraverso un maggior ricorso all'autoproduzione da fonti rinnovabili.

• *Gli obiettivi in materia di Fonti rinnovabili nel PNIEC in via di aggiornamento*

La transizione verso un sistema energetico centrato su un maggiore impiego delle fonti energetiche rinnovabili è fondamentale e strumentale alla riduzione le emissioni di gas a effetto serra. Il traguardo in materia di fonti rinnovabili fissato al **2020** è stato conseguito dall'Italia e dall'UE nel suo complesso. **L'Italia** e l'UE hanno raggiunto rispettivamente il **20,1%** e il **22,1%** di copertura di **consumi finali lordi di energia da fonti rinnovabili superando gli obiettivi** che si erano posti (l'*overall target* italiano al 2020 era del 17% di consumo da FER sui CFL di energia).

Per il **periodo 2021-2030**, gli obiettivi italiani sono stati delineati nel Piano nazionale italiano per l'energia e clima (PNIEC) [presentato dall'Italia](#) alle istituzioni europee **a fine dicembre 2019**. La **proposta nazionale di aggiornamento** del Piano, prevista dall'articolo 14, par. 2 del citato Regolamento *Governance*, è stata **inviata** alla Commissione il **19 luglio 2023** dal Ministero dell'Ambiente e della sicurezza energetica.

Il **PNIEC** italiano del **2019** ha prospettato obiettivi conformi a quelli previsti a livello europeo nella [Direttiva 2018/2001/UE](#) sulla promozione dell'uso dell'energia da **fonti rinnovabili- cd. RED II, la quale ha** fissato **al 2030** una quota obiettivo dell'UE di energia da FER sul consumo finale lordo almeno pari al **32%**.

L'Italia, ai sensi del **PNIEC** del **2019**, concorre al raggiungimento del target UE fissato dalla Direttiva RED II con un obiettivo di consumo di **energia da FER nei Consumi Finali Lordi** di energia pari al **30%** e una **quota di energia da FER** nei Consumi Finali Lordi di energia nei **trasporti** del **22%** (a fronte del 14% previsto dalla UE). La Direttiva RED II è stata recepita dal [D.lgs. 8 novembre 2021 n. 199](#).

Nel quadro di un'economia a basse emissioni di carbonio, il PNIEC del 2019 ha anche indicato il **phase out** del **carbone** dalla **generazione elettrica** al **2025**.

Il Piano del 2019 ha indicato un ampio portafoglio di misure, sia per grandi che per piccoli impianti, tra le quali nuove **procedure competitive** per l'assegnazione di **incentivi** nell'ambito dei PPA - *Power Purchase Agreement* (accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine), **semplificazione** delle **procedure autorizzative**, ottimizzazione delle principali produzioni esistenti, **promozione** delle **comunità energetiche** e **dell'autoconsumo**.

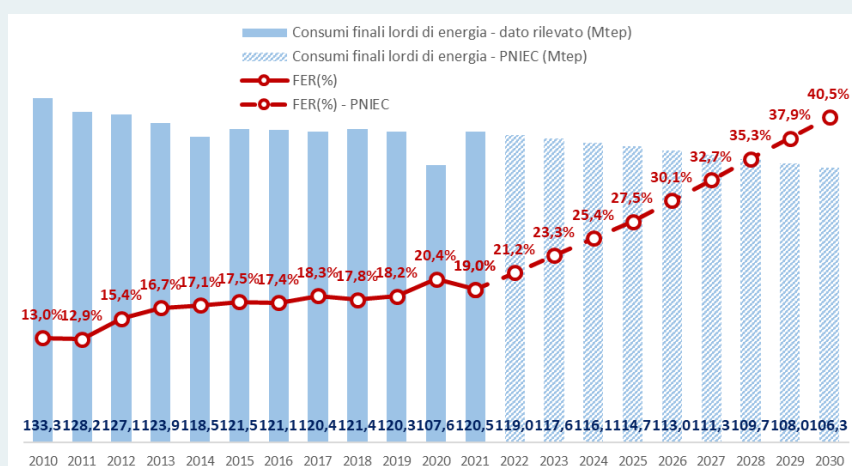
La recente **Direttiva 2023/2413/UE**, del 18 ottobre 2023, cd. **RED III** - facente parte del Pacchetto *Fit for 55* - **modifica** la Direttiva **RED II** a decorrere **dal 20 novembre 2023**, prevedendo un nuovo, **più alto, overall target europeo in materia di consumo di fonti energetiche rinnovabili al 2030**: l'**overall target** fissato è del **42,5% di FER** nel consumo finale lordo di energia – **CFL**.

La **proposta di aggiornamento PNIEC** indica quindi il **contributo italiano al 2030** aggiornato, attraverso l'applicazione dei principi contabili delineati dalla Direttiva RED II come modificata dalla **direttiva RED III** (di cui il Governo ha considerato i testi della proposta disponibili a giugno 2023).

Secondo la proposta italiana di aggiornamento del PNIEC, l'**Italia** intende perseguire un **obiettivo di copertura, nel 2030, del 40,5%** del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili. Per il 2030, in particolare, si stima un consumo finale lordo di energia di circa 100 Mtep, di cui **43 Mtep** da FER.

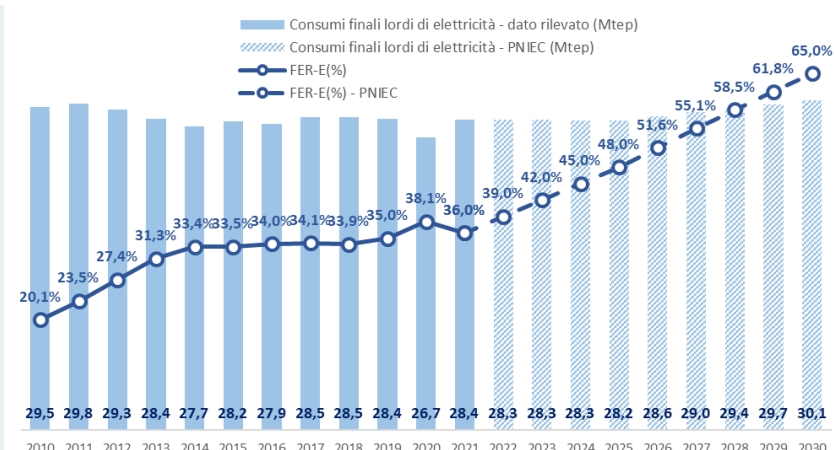
Obiettivo complessivo FER al 2030 (ktep)

ktep	2020	2021	2025	2030
Numeratore – Consumi finali lordi di energia da FER	21.900	22.934	31.554	43.038
Produzione lorda di energia elettrica da FER	10.176	10.207	13.545	19.580
Consumi finali di FER per riscaldamento e raffrescamento	10.378	11.176	14.519	19.029
Consumi finali di FER nei trasporti	1.346	1.552	3.490	4.429
Denominatore - Consumi finali lordi complessivi di energia	107.572	120.506	114.655	106.331
Quota FER complessiva (%)	20,4%	19,0%	27,5%	40,5%

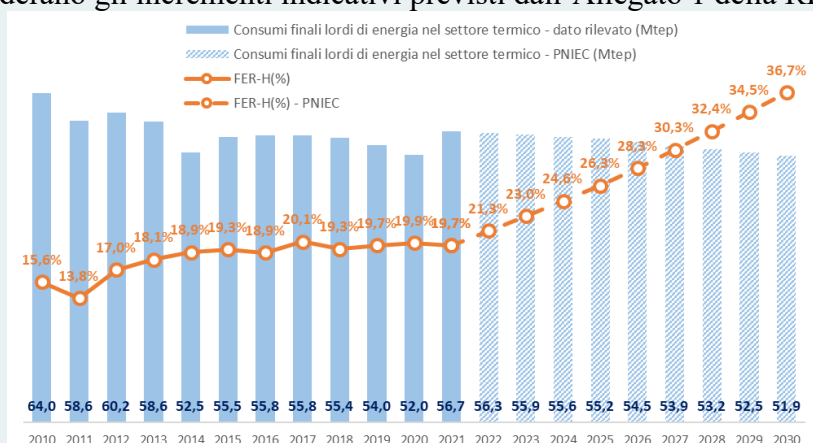


In particolare, il contributo 2030 delle FER risulta così differenziato:

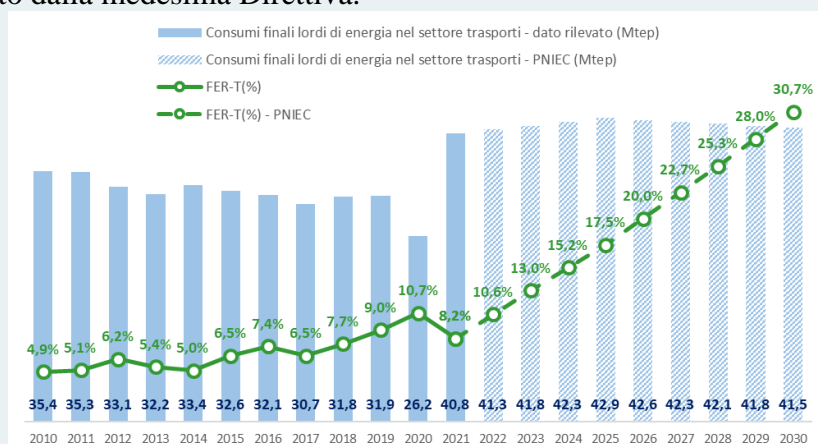
- **settore elettrico**: quota dei consumi complessivi nazionali di energia elettrica coperta da fonti rinnovabili pari al **65,0%**;



- **settore termico**: quota dei consumi complessivi di energia per riscaldamento e raffrescamento coperta da FER del **36,7%**. Si precisa che la RED III porta a individuare per l'Italia un *target* settoriale al 2030 pari al 29,6%, che sale al 39,1% se si considerano gli incrementi indicativi previsti dall'Allegato 1 della RED III;



- **settore trasporti**: quota dei consumi complessivi di energia per trasporto coperta da fonti rinnovabili **pari al 30,7%** a fronte di un obiettivo settoriale del 29% fissato dalla medesima Direttiva.



Per un approfondimento, si rinvia al [dossier](#) dedicato alle politiche e agli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili.

La **RED III** prevede poi che gli Stati Membri definiscano alcuni **specifici target** di penetrazione delle FER, **trasversali** ai macro-settori ora descritti. In particolare, con riferimento al **settore industriale, gli incrementi indicativi previsti portano per l'Italia a una quota FER al 2030 pari al 29%**; il valore è leggermente superiore a quello risultante dallo scenario che tiene conto di tutti gli effetti delle politiche (27%).

Articolo 2

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

L'articolo 2 sostituisce l'articolo 16 del D.L. n. 17/2022, al fine di **ridefinire** la **normativa** – già ivi contenuta - volta all'**incremento** della **produzione nazionale di gas naturale** da destinare, a prezzi calmierati, ai clienti finali industriali a forte consumo energetico (**comma 1**).

L'articolo altresì **qualifica** come **interventi strategici di pubblica utilità, indifferibili e urgenti** le opere finalizzate alla costruzione e all'esercizio di **terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto on-shore** e le connesse infrastrutture, per le quali, al 10 dicembre 2023, sia stato rilasciato il provvedimento di autorizzazione (**comma 2**).

Il **comma 1** dell'articolo qui in commento **sostituisce l'articolo 16 del D.L. n. 17/2022 (L. n. 34/2022)**, recante norme per incrementare la **produzione nazionale di gas** e la sua **vendita** a prezzi ragionevoli a **clienti finali industriali** a forte consumo di gas, cd. "**gasivori**".

Come evidenzia la relazione illustrativa, la finalità dell'intervento è quella di **superare le criticità della disciplina** in questione, manifestatesi in sede attuativa.

Secondo l'articolo 16 del [D.L. n. 17/2022](#) (L. n. 34/2022), nel testo previgente al decreto legge in esame³, il **GSE stipula con i produttori contratti di acquisto di diritti di lungo termine** sul gas in forma di **contratti finanziari per differenza** rispetto al punto di scambio virtuale, di durata massima pari a **10 anni** e con verifica dei termini alla fine del quinto anno (**commi 1 e 4**). Il GSE, al contempo, procede a sottoscrivere - per corrispondenti quantità - **contratti finanziari per differenza** con i clienti finali industriali a forte consumo di gas ai medesimi prezzi previsti nei contratti d'acquisto (**comma 5**). In relazione al **prezzo** dei contratti finanziari per differenza, la norma ne ha previsto la determinazione con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze e il Ministro delle imprese e del *made in Italy*, in modo da garantire la **copertura dei costi totali effettivi** delle singole produzioni, inclusi gli oneri fiscali e di trasporto, con una **equa remunerazione del capitale investito**. La medesima norma ha previsto che tale prezzo dovesse essere comunque **compreso tra 50 e 100 euro per MWh** (**comma 4**).

Al GSE, su **direttiva del Ministro** dell'ambiente e sicurezza energetica-MASE (Dir. 28 giugno 2022 prot. n. 15307 e 4 agosto 2022 prot. n. 18345), è stato quindi dato il compito di **invitare a manifestare interesse** a partecipare alle procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di gas **i titolari delle concessioni nazionali**

³ L'articolo 16 è stato modificato e integrato dall'articolo 4 del [D.L. n. 176/2022](#).

di coltivazione nella terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale con impianti situati in tutto o in parte in aree considerate compatibili nell'ambito del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (Pitesai). Tali soggetti sono stati obbligati a comunicare al GSE, al MASE e all'ARERA i programmi delle proprie produzioni di gas per gli anni dal 2022 al 2031 e i piani per i loro possibili sviluppi. Gli inviti a manifestare interesse ad aderire alle procedure sono stati pubblicati dal GSE il **6 luglio 2022⁴** e il **9 agosto 2022⁵** (comma 2).

Il **perimetro delle concessioni nazionali ammissibili** a partecipare alle procedure è stato successivamente⁶ esteso alle **concessioni operanti anche nelle aree interessate dai c.d. vincoli aggiuntivi di esclusione** stabiliti a livello regionale; sono state anche ammesse a partecipare:

- le **concessioni di coltivazione** di idrocarburi poste in **mare tra il 45° parallelo e il parallelo passante per la foce del ramo di Goro** del fiume Po, a una distanza dalle linee di costa superiore a 9 miglia e aventi un potenziale minerario di gas di riserva certa superiore a **500 milioni di metri cubi**, previa **verifica dell'assenza di effetti significativi di subsidenza** sotto controllo ministeriale (comma 2);
- **nuove concessioni di coltivazione** di idrocarburi in mare poste **fra le 9 e le 12 miglia dalle linee di costa** e dal perimetro esterno delle aree marine e costiere protette, limitatamente ai siti con potenziale minerario di gas per un quantitativo di riserva certa superiore a **500 milioni mc (comma 2-bis)**.

Il **Ministro dell'ambiente Pichetto Fratin**, in Aula alla Camera il [31 maggio 2023](#), in risposta all'interrogazione Pavanelli e altri n. [3-00442](#), ha evidenziato che, **in ragione della favorevole evoluzione dei prezzi del gas naturale, i limiti di prezzo previsti dalla disciplina sopra descritta rendono inefficace la misura, poiché non vi è interesse per i clienti a sottoscrivere i contratti di acquisto con il GSE a 50 o 100 euro per Mwh, rispetto alla ben più bassa quotazione media (pari a 25 euro a maggio 2023).**

Nella consapevolezza delle criticità poste dall'attuale formulazione della norma e nella convinzione che le motivazioni alla base del gas *release* permangano intatte, anche a causa del quadro di incertezza nello scenario internazionale, il Ministro ha preannunciato l'**opportunità di modifiche alla misura**, nell'ottica di contemperare le esigenze di un'equa remunerazione della maggior produzione nazionale con il beneficio atteso dai settori produttivi connotati da un intenso consumo di gas e colpiti dagli effetti dell'aumento dei costi della materia prima, qualora dovessero verificarsi degli sbalzi particolari.

Nel nuovo testo qui introdotto, il **comma 1** dell'articolo 16 **conferma GSE** quale soggetto responsabile ad avviare, su direttiva del Ministro

⁴ Qui il [comunicato](#) GSE.

⁵ Qui il [comunicato](#) e qui la [memoria](#) depositata dal GSE nel corso dell'audizione del 29 novembre 2022, sul D.L. n. 176/2022.

⁶ Con l'articolo 4, comma 1, lett. a) e b) del D.L. n. 176/2022.

dell'ambiente e della sicurezza energetica, le procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di gas naturale di produzione nazionale **a prezzi ragionevoli**.

Quanto ai **soggetti legittimati** a partecipare alle procedure, **su invito** del GSE, questi trovano indicazione nei nuovi **commi 2, 3 e 4**.

Il **comma 2**, conferma, quali soggetti legittimati a partecipare alle procedure, i **titolari di concessioni – esistenti**, come viene specificato - anche se improduttive o in sospensione volontaria, i cui impianti di coltivazione siano collocati, totalmente o parzialmente, in aree considerate compatibili dal Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee (PiTESAI), considerando, **anche ai fini dell'attività di ricerca e di sviluppo con nuove infrastrutture minerarie**, i soli vincoli **classificati come assoluti dal Piano e già costituiti alla data di entrata in vigore della presente disposizione**, nonché garantendo, **per quanto ivi non previsto**, il rispetto della **normativa dell'Unione europea e degli accordi internazionali**.

Con riferimento a tale ultima previsione, la **relazione illustrativa** evidenzia come questa intenda consentire, ai fini della partecipazione alle procedure di gas *release*, **nuove attività e nuove infrastrutture per la ricerca e lo sviluppo** della produzione di gas nazionale, **nell'ambito delle concessioni esistenti** e alle condizioni sopra specificate.

Il **comma 3 conferma**, con alcune correzioni rispetto alla normativa previgente, l'**ammissibilità, in deroga** al divieto delle attività *upstream* nell'alto Adriatico (articolo 4 della legge n. 9/1991) e nelle aree marine protette (articolo 6, comma 17, del decreto legislativo n. 152/2006), delle **concessioni di coltivazione di idrocarburi – esistenti o nuove**, qui si precisa - nel tratto di mare compreso tra il 45° parallelo e il **parallelo distante da quest'ultimo 40 chilometri a sud** (nel testo previgente si faceva riferimento al parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po), a una **distanza dalle linee di costa di almeno 9 miglia** (nella formulazione previgente, era "almeno superiore" alle 9 miglia). Le condizioni di ammissibilità in deroga, che opera **per la durata di vita utile del giacimento**, rimangono invariate:

- i giacimenti devono avere un potenziale minerario di gas con riserva certa superiore a **500 milioni di metri cubi**;
- i titolari di concessioni **esistenti o i soggetti richiedenti nuove concessioni** devono aderire alle procedure **per l'approvvigionamento di lungo termine**, previa verifica preventiva dell'assenza di effetti di

subsidenza, fermi rimanendo gli impegni che devono essere assunti in sede di manifestazione di interesse (*cfr.* in merito, il successivo comma 5).

Il **comma 4 conferma**, in deroga al divieto delle attività *upstream* nelle aree marine protette (articolo 6, comma 17, del decreto legislativo n. 152/2006) - **per la durata di vita utile del giacimento** – l'ammissibilità della coltivazione di gas naturale sulla base di **nuove concessioni in zone di mare fra le 9 e le 12 miglia dalle linee di costa e dal perimetro esterno delle aree marine e costiere protette**, sempre a condizione che i relativi giacimenti abbiano un potenziale minerario di gas per un quantitativo di riserva certa superiore a una soglia di 500 milioni di metri cubi; e che i richiedenti le nuove concessioni aderiscano alle procedure per l'approvvigionamento di lungo termine.

Il nuovo **comma 5** riproduce quanto previsto dall'originario comma 2 dell'articolo 16, circa la presentazione, da parte dei soggetti legittimati, della **manifestazione di interesse ad aderire** alle procedure **al GSE**, comunicando - non più i programmi delle produzioni di gas naturale delle concessioni in essere per gli anni dal 2022 al 2031 - bensì i **programmi incrementali** delle produzioni di gas naturale per la durata di **vita utile del giacimento**, oltre che (come già in origine previsto) un **elenco di possibili sviluppi**, incrementi o ripristini delle produzioni di gas naturale, i tempi massimi di entrata in erogazione, il profilo atteso di produzione e i relativi investimenti necessari.

La manifestazione di interesse deve poi ora contenere una serie di **impegni** da parte del presentatore (di cui si darà conto nella descrizione del successivo comma 7).

Le **nuove concessioni**, le proroghe e le modifiche delle concessioni esistenti, nonché le autorizzazioni delle opere necessarie all'attuazione dei programmi di produzione di gas, sono **rilasciate sulla base di un procedimento unico** ora previsto dal nuovo **comma 6** dell'articolo 16.

Tale procedimento, che deve essere svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla L. n. 241/1990 (*non viene operato, al riguardo, un esplicito richiamo alla Conferenza dei servizi*), è **comprensivo delle valutazioni ambientali** di cui al Titolo III, Parte II del Codice dell'ambiente (D.lgs. n. 152/2006), e **vi partecipano tutte le amministrazioni** interessate.

Il **procedimento unico si deve chiudere** entro il **termine di tre mesi** dalla data di presentazione della relativa istanza da parte dei soggetti che hanno manifestato interesse.

Rimane confermato, rispetto alla disciplina previgente – la quale comunque non recava la previsione di un procedimento unico - che **l'attività istruttoria per le valutazioni di impatto ambientale, ove previste**, sia svolta dalla **Commissione tecnica PNRR-PNIEC**. Ciò si applica, su richiesta dell'interessato, anche ai procedimenti di valutazione ambientale già in corso alla data di entrata in vigore della presente disposizione.

Il nuovo **comma 6** dispone, infine, che **l'efficacia delle nuove concessioni**, delle **proroghe** e delle **modifiche** delle concessioni esistenti, nonché delle **autorizzazioni** delle opere necessarie **sia condizionata alla stipula dei contratti finanziari di vendita** di lungo termine, di cui al successivo comma 10, lettera *a*) **stipulati tra GSE e titolari delle concessioni**, aventi ad oggetto i diritti sul gas da questi prodotto.

Strumentale alla conclusione dei contratti è quanto previsto dal nuovo **comma 7**, che impone ai titolari degli atti concessori/autorizzatori, di **comunicare al gruppo GSE e al MASE** – entro 45 giorni dalla chiusura del procedimento unico che li rilascia - **il costo a MWh della produzione oggetto dei programmi** incrementali di produzione - già indicati in sede di manifestazione di interesse. Il costo deve essere indicato per livello di produzione e campo di coltivazione e, a corredo, vi deve essere **una relazione dettagliata** circa le modalità della sua determinazione, ivi inclusa l'indicazione del tasso di remunerazione del capitale impiegato. La relazione deve essere asseverata da una primaria società di revisione contabile di livello internazionale, iscritta al registro dei revisori legali.

Si noti che, ai sensi del nuovo **comma 5**, **l'impegno a presentare la relazione dettagliata** in questione, nonché l'impegno a **cedere il gas prodotto** e a mettere **a disposizione del GSE** un quantitativo di diritti sul gas corrispondente ai volumi produttivi medi annui attesi, a un prezzo pari al costo asseverato, **deve essere adottato già in sede di manifestazione di interesse**. Il quantitativo di **diritti sul gas** è messo **a disposizione per cinque anni dal 1° ottobre 2024** o, in caso di **contratto stipulato successivamente al 30 aprile 2024**, dal primo giorno del **sesto mese** successivo alla stipula del contratto medesimo.

Il **meccanismo** delineato dall'articolo in esame **si differenzia** quindi in parte **dal precedente**, in quanto i produttori, partecipanti alle procedure di *gas release*, si impegnano “a mettere a disposizione del Gruppo GSE un quantitativo di diritti sul gas corrispondente ai volumi produttivi medi annui attesi, a un prezzo pari al costo asseverato” per **cinque anni**.

Il Gruppo GSE, a sua volta, ai sensi del **comma 8**, con una o più procedure **di allocazione gestite dal Gestore dei mercati energetici – GME S.p.A.**, offre, senza che ciò rechi nuovi o maggiori oneri, i diritti sul gas oggetto **della comunicazione** di cui al precedente comma 7, **in via prioritaria** ai clienti finali industriali a forte consumo di gas (cd. “**gasivori**”), che agiscano anche in forma aggregata, aventi diritto alle agevolazioni tariffarie di cui al D.M. 21 dicembre 2021⁷.

Il testo dell’articolo 16, prima dell’intervento qui in commento, prevedeva che il Gruppo **GSE stipulasse contratti di acquisto** di diritti di lungo termine sul gas prodotto dai partecipanti alle procedure, in forma di contratti finanziari per differenza rispetto al punto di scambio virtuale (PSV), **di durata massima pari a dieci anni**, con verifica dei termini alla fine del quinto anno; e che lo stesso GSE procedesse, **al contempo**, a sottoscrivere - per corrispondenti quantità - **contratti finanziari per differenza con i clienti finali industriali a forte consumo di gas** ai medesimi prezzi previsti nei contratti d’acquisto (commi 1, 4 e 5 della formulazione precedente dell’articolo 16).

Il nuovo **comma 8** dettaglia altresì **i criteri cui il GSE si deve attenere** nell’ambito delle **procedure di allocazione**, disponendo che:

- i diritti sono offerti per **quantità distinte per campo** di coltivazione e, se i costi asseverati risultano crescenti al crescere del livello di produzione, per **livelli di produzione (lett. a)**);
- il **prezzo di offerta** per ciascun insieme di diritti è pari al **costo asseverato (lett. b)**);
- i **diritti sono 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 (cd. **gasivori**). Questi ultimi possono fare offerte per quantitativi pari al prodotto tra il consumo medio degli ultimi tre anni corretto di un fattore che tiene conto dell’intensità di utilizzo del gas sul valore aggiunto dell’impresa nel periodo, ovvero, se

⁷ Il [Decreto 21 dicembre 2021 n. 541](#) ha rideterminato le **agevolazioni tariffarie** alle **imprese a forte consumo di gas naturale**, cd. **gasivore**. La **delibera ARERA 541/2022/R/gas del 2 novembre 2022** ha definito le modalità attuative, ivi incluse modalità con le quali le imprese in possesso dei requisiti si possono registrare come “imprese a forte consumo di gas” presso la Cassa Servizi Energetici e Ambientali (CSEA). Alle “gasivore” le agevolazioni sono riconosciute mediante l’applicazione, da parte delle imprese di distribuzione e delle imprese di trasporto, di **aliquote differenziate delle componenti RE e REt** degli oneri generali gas, in base alla classe di appartenenza. Vi sono specifiche modalità di **esenzione di una parte della componente RE/REt** i per le imprese con **consumi di gas naturale per uso non energetico** superiori alla soglia di **1 milione di Sm3/anno**, valutata sull’insieme dei punti di riconsegna nella titolarità dell’impresa. Le nuove **agevolazioni tariffarie alle imprese gasivore** sono entrate a regime **dal 1 gennaio 2023**. Si rinvia, più in dettaglio, alla [scheda tecnica](#) ARERA..

maggiore, dell'indice di prevalenza dell'impiego di gas rispetto all'energia elettrica (**lett. c), n. 1.1) e 1.2)**).

- I **diritti non assegnati** sono oggetto di una ulteriore eventuale procedura, aperta alle **a clienti diversi dai gasivori** per quantità, comunque, non superiori al relativo consumo medio degli ultimi tre anni, **nonché ai clienti gasivori** per la differenza tra i loro consumi medi e le quantità ammesse in offerta sulla base delle precedenti aste (**lett. c), n.2)**);
- la **verifica** da parte del Gruppo GSE **delle quantità di diritti richiedibili (lett. c), n.3)**);
- la **regolazione al prezzo marginale differenziato** per procedura (**lett. c), n.4)**);
- i **diritti** offerti e aggiudicati sono **remunerati** da parte del Gruppo GSE a un **corrispettivo pari ai costi asseverati** per lo specifico campo di coltivazione e, se ricorrono le condizioni di prezzo crescente, per livello di produzione (**lett. d)**).

Il nuovo **comma 9** demanda all'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (**ARERA**) la definizione, con proprio provvedimento, delle modalità con le quali la **differenza**, definita in esito a ciascuna procedura, **tra i proventi di aggiudicazione** delle procedure e **il costo asseverato** riconosciuto ai concessionari dal Gruppo GSE viene destinata alla **riduzione delle tariffe** per l'utilizzo della **rete** di trasporto e distribuzione **a favore dei clienti finali partecipanti** alla procedura specifica, **secondo un criterio pro quota** in ragione delle offerte presentate nell'ambito della procedura.

Il nuovo **comma 10** stabilisce che, **in esito alle procedure di allocazione** sopra descritte, il **Gruppo GSE**:

- **stipula** con i titolari delle concessioni di coltivazione - che abbiano ottenuto gli atti autorizzativi di cui al comma 6 - **contratti di acquisto di lungo termine** per i diritti sul gas, in forma di contratti **finanziari per differenza a due vie** rispetto al punto di scambio virtuale (PSV), di durata pari a **cinque anni**, al **prezzo pari al costo asseverato (lett. a)**);
- **stipula con ciascun cliente finale assegnatario un contratto finanziario** per differenza rispetto al PSV, per i diritti aggiudicati al prezzo definito in esito alla procedura di cui al comma 8, di durata pari a quella dei contratti sottoscritti con i concessionari, dunque, **cinque anni (lett. b)**).

La **previgente formulazione** dell'articolo 16, in ordine ai contratti finanziari per differenza con i titolari delle concessioni, prevedeva che il **prezzo d'acquisto** da parte del GSE fosse determinato - con decreto interministeriale - in modo da garantire la copertura dei **costi totali effettivi**

delle singole produzioni, inclusi gli oneri fiscali e di trasporto, e una **equa remunerazione del capitale investito** e, altresì, che il prezzo fosse **compreso tra 50 e 100 euro** per MWh (comma 4). In ordine ai **contratti finanziari per differenza** con i clienti finali industriali a forte consumo di gas, la previgente formulazione prevedeva che si rispettassero i medesimi prezzi previsti nei contratti d'acquisto (comma 5).

Il **comma 11** stabilisce che la quantità di **diritti oggetto del contratto** con i concessionari sia **rideterminata al 31 gennaio di ogni anno**, in modo che si possa tenere conto delle **produzioni effettive** nel corso dell'anno precedente.

Ai sensi del nuovo **comma 12**, il Gruppo **GSE comunica periodicamente al MASE l'elenco dei contratti** stipulati ai sensi del comma 10.

Nel caso di contratti stipulati dai **clienti finali in forma aggregata**, questi devono **assicurare che gli effetti siano trasferiti a ciascuno di essi**.

È vietata la cessione tra i clienti finali dei diritti derivanti dal contratto.

La nuova disciplina **non prevede più** che vi sia uno **schema di contratto tipo** con i clienti finali, predisposto dal GSE e approvato dal MEF e MASE (previsione invece contenuta nel previgente articolo 16, comma *5-bis*).

Il **comma 13 conferma** quanto già previsto dalla disciplina previgente il ordine alla **garanzia che il gruppo GSE presta a beneficio dei concessionari**, in relazione ai contratti con essi stipulati, e alla garanzia che **acquisisce dai clienti finali industriali** in relazione ai contratti con essi stipulati.

Infine, il **comma 2** dell'articolo, in considerazione della necessità di incrementare la flessibilità delle fonti di approvvigionamento del gas naturale e delle esigenze di sicurezza energetica nazionale, **qualifica come interventi strategici di pubblica utilità, indifferibili e urgenti** le opere finalizzate alla costruzione e all'esercizio di **terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto on-shore**, nonché le connesse infrastrutture, per le quali, alla data di entrata in vigore della presente disposizione, ossia al 10 dicembre 2023, sia stato rilasciato il provvedimento di autorizzazione.

Secondo la **relazione illustrativa**, rientra, a titolo esemplificativo, nell'ambito di applicazione della disposizione, il **progetto di rigassificatore on-shore** insistente sul territorio del comune di **Porto Empedocle**, destinato a contribuire in modo significativo all'approvvigionamento di gas del Paese e agli obiettivi nazionali di sicurezza energetica.

Articolo 16 del D.L. n. 17/2022	
Misure per fronteggiare l'emergenza derivante dal rincaro dei prezzi dei prodotti energetici attraverso il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento di gas naturale a prezzi equi	
Testo previgente	Testo vigente come sostituito dall'art. 2
Art. 16 <i>(Ordinamento)</i>	Art. 16 <i>(Ordinamento)</i>
<p>1. Al fine di contribuire al rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale a prezzi ragionevoli per i clienti finali e, contestualmente, alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Gestore dei servizi energetici (GSE) o le società da esso controllate (di seguito «Gruppo GSE») avviano, su direttiva del Ministro della transizione ecologica, procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di gas naturale di produzione nazionale dai titolari di concessioni di coltivazione di gas.</p>	<p>1. Al fine di contribuire al rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale e, contestualmente, alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, il Gestore dei servizi energetici – GSE S.p.A. o le società da esso controllate (di seguito «Gruppo GSE») avviano, su direttiva del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di gas naturale di produzione nazionale a prezzi ragionevoli mediante invito rivolto ai soggetti di cui ai commi 2, 3 e 4.</p>
<p>2. Il Gruppo GSE invita i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, situate nella terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale, a manifestare interesse ad aderire alle procedure di cui al comma 1, comunicando i programmi delle produzioni di gas naturale delle concessioni in essere, per gli anni dal 2022 al 2031, nonché un elenco di possibili sviluppi, incrementi o ripristini delle produzioni di gas naturale per lo stesso periodo nelle concessioni di cui sono titolari, dei tempi massimi di entrata in erogazione, del profilo atteso di produzione e dei relativi investimenti necessari.</p>	<p>5. I soggetti di cui ai commi 2, 3 e 4 presentano al Gruppo GSE la manifestazione di interesse ad aderire alle procedure di cui al comma 1, comunicando i programmi incrementali delle produzioni di gas naturale per la durata di vita utile del giacimento, un elenco di possibili sviluppi, incrementi o ripristini delle produzioni di gas naturale, i tempi massimi di entrata in erogazione, il profilo atteso di produzione e i relativi investimenti necessari.</p> <p>La manifestazione di interesse reca inoltre:</p> <p>a) l'impegno a presentare, a pena di esclusione, la relazione dettagliata in ordine al costo per MWh di cui al comma 7;</p> <p>b) l'impegno, riferito a ciascun campo di coltivazione ed eventualmente per diversi livelli di produzione, se caratterizzati da costi medi differenziati e crescenti, a cedere il gas prodotto al</p>

Articolo 16 del D.L. n. 17/2022	
Misure per fronteggiare l'emergenza derivante dal rincaro dei prezzi dei prodotti energetici attraverso il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento di gas naturale a prezzi equi	
Testo previgente	Testo vigente come sostituito dall'art. 2
	<p>punto di scambio virtuale (PSV) e a mettere a disposizione del Gruppo GSE un quantitativo di diritti sul gas corrispondente ai volumi produttivi medi annui attesi, a un prezzo pari al costo asseverato di cui al comma 7. Il quantitativo di diritti sul gas di cui al primo periodo è messo a disposizione per cinque anni decorrenti dal primo ottobre 2024 o, nel caso in cui il contratto di cui al comma 10, lettera a) sia stipulato in data successiva al 30 aprile 2024, dal primo giorno del sesto mese successivo alla stipula del contratto medesimo.</p>
<p>2. (<i>segue</i>) La disposizione di cui al primo periodo si applica alle concessioni i cui impianti di coltivazione sono situati in tutto o in parte in aree considerate compatibili nell'ambito del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee, approvato con decreto del Ministro della transizione ecologica 28 dicembre 2021, di cui al comunicato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 35 dell'11 febbraio 2022, anche nel caso di concessioni improduttive o in condizione di sospensione volontaria delle attività e considerando, anche ai fini dell'attività di ricerca, i soli vincoli costituiti dalla vigente legislazione nazionale ed europea o derivanti da accordi internazionali.</p>	<p>2. Sono legittimati a partecipare alle procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di cui al comma 1 i titolari di concessioni esistenti i cui impianti di coltivazione di gas naturale sono situati in tutto o in parte in aree considerate compatibili nell'ambito del Piano per la transizione energetica sostenibile delle aree idonee approvato con decreto del Ministro della transizione ecologica 28 dicembre 2021, di cui al comunicato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 35 dell'11 febbraio 2022, anche nel caso di concessioni improduttive o in condizione di sospensione volontaria delle attività e considerando, anche ai fini dell'attività di ricerca e di sviluppo con nuove infrastrutture minerarie, i soli vincoli classificati come assoluti dal Piano medesimo e già costituiti alla data di entrata in vigore della presente disposizione, nonché garantendo, per quanto ivi non previsto, il rispetto della normativa dell'Unione europea e degli accordi internazionali.</p>
<p>2. (<i>segue</i>) La disposizione di cui al primo periodo si applica altresì alle concessioni di coltivazione di idrocarburi poste nel</p>	<p>3. È consentita, per la durata di vita utile del giacimento, in deroga all'articolo 4 della legge 9 gennaio 1991, n. 9 e</p>

Articolo 16 del D.L. n. 17/2022	
Misure per fronteggiare l'emergenza derivante dal rincaro dei prezzi dei prodotti energetici attraverso il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento di gas naturale a prezzi equi	
Testo previgente	Testo vigente come sostituito dall'art. 2
<p>tratto di mare compreso tra il 45° parallelo e il parallelo passante per la foce del ramo di Goro del fiume Po, a una distanza dalle linee di costa superiore a 9 miglia e aventi un potenziale minerario di gas per un quantitativo di riserva certa superiore a una soglia di 500 milioni di metri cubi.</p> <p>In deroga a quanto previsto dall'articolo 4 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, è consentita la coltivazione delle concessioni di cui al terzo periodo per la durata di vita utile del giacimento a condizione che i titolari delle concessioni medesime aderiscano alle procedure di cui al comma 1 e previa presentazione di analisi tecnico-scientifiche e programmi dettagliati di monitoraggio e verifica dell'assenza di effetti significativi di subsidenza sulle linee di costa da condurre sotto il controllo del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.</p> <p>La comunicazione di cui al primo periodo è effettuata nei confronti del Gruppo GSE, del Ministero della transizione ecologica e dell'ARERA, entro trenta giorni dall'invito alla manifestazione di interesse ai sensi del primo periodo</p> <p><i>2-bis.</i> Al fine di incrementare la produzione nazionale di gas naturale per l'adesione alle procedure di cui al comma 1, in deroga a quanto previsto dall'articolo 6, comma 17, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, è consentito il rilascio di nuove concessioni di coltivazione di idrocarburi in zone di mare poste fra le 9 e le 12 miglia dalle linee di costa e dal perimetro esterno delle aree marine e</p>	<p>all'articolo 6, comma 17, primo periodo, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, la coltivazione di gas naturale sulla base di concessioni esistenti ovvero di nuove concessioni rilasciate ai sensi del comma 6, nel tratto di mare compreso tra il 45° parallelo e il parallelo distante da quest'ultimo 40 chilometri a sud e che dista almeno 9 miglia dalle linee di costa, a condizione che:</p> <p>a) i relativi giacimenti abbiano un potenziale minerario di gas per un quantitativo di riserva certa superiore a una soglia di 500 milioni di metri cubi;</p> <p>b) i titolari di concessioni esistenti o i soggetti richiedenti nuove concessioni aderiscano alle procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di cui al comma 1, previa presentazione di analisi tecnico-scientifiche e di programmi dettagliati di monitoraggio e verifica dell'assenza di effetti significativi di subsidenza sulle linee di costa da condurre sotto il controllo del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, fermo restando quanto previsto al comma 5.</p> <p>4. In deroga a quanto previsto all'articolo 6, comma 17, secondo periodo, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, è consentita, per la durata di vita utile del giacimento, la coltivazione di gas naturale sulla base di nuove concessioni rilasciate ai sensi del comma 6 in zone di mare poste fra le 9 e le 12 miglia dalle linee di costa e dal perimetro esterno delle aree</p>

Articolo 16 del D.L. n. 17/2022	
Misure per fronteggiare l'emergenza derivante dal rincaro dei prezzi dei prodotti energetici attraverso il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento di gas naturale a prezzi equi	
Testo previgente	Testo vigente come sostituito dall'art. 2
<p>costiere protette, limitatamente ai siti aventi un potenziale minerario di gas per un quantitativo di riserva certa superiore a una soglia di 500 milioni di metri cubi. I soggetti che acquisiscono la titolarità delle concessioni di cui al primo periodo sono tenuti a aderire alle procedure di cui al comma 1.</p> <p>3. I procedimenti di valutazione e autorizzazione delle opere necessarie alla realizzazione dei piani di interventi di cui al comma 2, nonché quelli relativi al conferimento delle nuove concessioni di coltivazione di cui al comma 2-bis, si concludono entro il termine di tre mesi dalla data di avvio dei procedimenti medesimi. Le procedure di valutazione ambientale sono svolte dalla Commissione Tecnica PNRR-PNIEC di cui all'articolo 8, comma 2-bis, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.</p>	<p>marine e costiere protette, a condizione che:</p> <p>a) i relativi giacimenti abbiano un potenziale minerario di gas per un quantitativo di riserva certa superiore a una soglia di 500 milioni di metri cubi;</p> <p>b) i soggetti richiedenti nuove concessioni aderiscano alle procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di cui al comma 1.</p> <p>6. Le nuove concessioni, le proroghe e le modifiche delle concessioni esistenti, nonché le autorizzazioni delle opere necessarie all'attuazione dei programmi di produzione di gas di cui al presente articolo sono rilasciate a seguito di un procedimento unico, comprensivo delle valutazioni ambientali di cui al titolo III della parte seconda del decreto legislativo n. 152 del 2006, al quale partecipano tutte le amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241. Il procedimento unico di cui al primo periodo si conclude entro il termine di tre mesi dalla data di presentazione della relativa istanza da parte dei soggetti che hanno manifestato interesse ai sensi del comma 5. L'attività istruttoria per le valutazioni di impatto ambientale, ove previste, è svolta dalla Commissione tecnica PNRR-PNIEC di cui all'articolo 8, comma 2-bis, del decreto legislativo n. 152 del 2006. Il terzo periodo si applica, su richiesta dell'interessato, anche ai procedimenti di valutazione ambientale già in corso alla data di entrata in vigore della presente disposizione. L'efficacia degli atti di cui al primo periodo è condizionata alla stipula dei contratti ai sensi del comma 10, lettera a).</p>

Articolo 16 del D.L. n. 17/2022	
Misure per fronteggiare l'emergenza derivante dal rincaro dei prezzi dei prodotti energetici attraverso il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento di gas naturale a prezzi equi	
Testo previgente	Testo vigente come sostituito dall'art. 2
	<p>7. Entro quarantacinque giorni dalla data di conclusione, con esito positivo, del procedimento unico di cui al comma 6, i titolari degli atti di cui al medesimo comma comunicano, a pena di decadenza, al Gruppo GSE e al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, il costo a MWh della produzione oggetto dei programmi di cui al comma 5, per livello di produzione e campo di coltivazione, corredato da una relazione dettagliata in ordine alla sua determinazione, inclusa l'indicazione del tasso di remunerazione del capitale impiegato. La relazione di cui al primo periodo è asseverata da una primaria società di revisione contabile di livello internazionale, iscritta al registro dei revisori legali.</p>
<p>4. Il Gruppo GSE stipula contratti di acquisto di diritti di lungo termine sul gas di cui al comma 1, in forma di contratti finanziari per differenza rispetto al punto di scambio virtuale (PSV), di durata massima pari a dieci anni, con verifica dei termini alla fine del quinto anno, con i concessionari di cui ai commi 2 e 2-bis, a un prezzo che garantisce la copertura dei costi totali effettivi delle singole produzioni, inclusi gli oneri fiscali e di trasporto, nonché un'equa remunerazione. Il prezzo di cui al primo periodo, stabilito con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze e il Ministro delle imprese e del made in Italy, è definito applicando una riduzione percentuale, anche progressiva, ai prezzi giornalieri registrati al punto di scambio virtuale, e comunque varia nel limite di livelli minimi e massimi quantificati, rispettivamente, in 50 e 100 euro per</p>	

Articolo 16 del D.L. n. 17/2022	
Misure per fronteggiare l'emergenza derivante dal rincaro dei prezzi dei prodotti energetici attraverso il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento di gas naturale a prezzi equi	
Testo previgente	Testo vigente come sostituito dall'art. 2
<p>MWh. Nelle more della conclusione delle procedure autorizzative di cui al comma 3, a partire dal 1° gennaio 2023 e comunque fino all'entrata in produzione delle quantità aggiuntive di gas di cui al comma 1, i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale che abbiano risposto positivamente alla manifestazione d'interesse ai sensi dei commi 2 e 2-bis mettono a disposizione del Gruppo GSE un quantitativo di diritti sul gas corrispondente, fino al 2024, ad almeno il 75 per cento dei volumi produttivi attesi dagli investimenti di cui ai commi 2 e 2-bis e, per gli anni successivi al 2024, ad almeno il 50 per cento dei volumi produttivi attesi dagli investimenti medesimi. Il quantitativo di cui al terzo periodo non è comunque superiore ai volumi di produzione effettiva di competenza dei titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale in essere sul territorio nazionale che abbiano risposto positivamente alla manifestazione d'interesse ai sensi dei commi 2 e 2-bis.</p>	
<p>5. Il Gruppo GSE, con una o più procedure, offre, al prezzo di cui al comma 4, primo periodo, i diritti sul gas oggetto dei contratti di cui al medesimo comma complessivamente acquisiti nella sua disponibilità a clienti finali industriali a forte consumo di gas, che agiscano anche in forma aggregata, aventi diritto alle agevolazioni di cui al decreto del Ministro della transizione ecologica n. 541 del 21 dicembre 2021, di cui al comunicato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 5 dell'8 gennaio 2022, e che hanno consumato nel 2021 un quantitativo di gas naturale per usi energetici non inferiore al volume di gas naturale indicato all'articolo 3, comma 1, del medesimo decreto, senza nuovi o maggiori oneri per il Gruppo GSE.</p>	<p>8. Il Gruppo GSE, con una o più procedure di allocazione gestite dal Gestore dei mercati energetici – GME S.p.A., offre i diritti sul gas oggetto della comunicazione di cui al comma 7, in via prioritaria ai clienti finali industriali a forte consumo di gas, che agiscano anche in forma aggregata, aventi diritto alle agevolazioni di cui al decreto del Ministro della transizione ecologica 21 dicembre 2021, di cui al comunicato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 5 dell'8 gennaio 2022, senza nuovi o maggiori oneri per il Gruppo GSE. Nell'ambito delle procedure di allocazione di cui al primo periodo:</p> <p>a) i diritti sono offerti per quantità distinte per campo di coltivazione e, se i</p>

Articolo 16 del D.L. n. 17/2022	
Misure per fronteggiare l'emergenza derivante dal rincaro dei prezzi dei prodotti energetici attraverso il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento di gas naturale a prezzi equi	
Testo previgente	Testo vigente come sostituito dall'art. 2
Le modalità e i criteri di assegnazione sono definiti con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze e il Ministro delle imprese e del <i>made in Italy</i> . I diritti offerti sono aggiudicati all'esito di procedure di assegnazione, secondo criteri di riparto pro quota. In esito a tali procedure, il Gruppo GSE stipula con ciascun cliente finale assegnatario un contratto finanziario per differenza per i diritti aggiudicati.	<p>costi asseverati ai sensi del comma 7 risultano crescenti al crescere del livello di produzione, per livelli di produzione;</p> <p>b) il prezzo di offerta per ciascun insieme di diritti è pari al costo di cui al comma 7;</p> <p>c) i diritti sono aggiudicati in ordine crescente di prezzo all'esito di una o più aste che prevedono:</p> <p>1) l'allocazione prioritaria ai clienti finali industriali a forte consumo di gas che possono presentare offerte per quantità pari al prodotto tra il consumo medio degli ultimi tre anni e il maggiore fra:</p> <p>1.1) il minore tra uno e il valore assunto dall'intensità di utilizzo del gas sul valore aggiunto nel periodo di riferimento;</p> <p>1.2) l'indice di prevalenza dell'uso del gas rispetto all'energia elettrica determinato dal rapporto tra il prelievo del gas nel periodo di riferimento espresso in MWh e la somma del suddetto prelievo e del prelievo di energia elettrica dalla rete nel medesimo periodo espressi in MWh;</p> <p>2) i diritti non assegnati ai sensi del numero 1) sono oggetto di una eventuale ulteriore procedura di allocazione aperta a tipologie di clienti diversi da quelli industriali a forte consumo di gas per quantità, comunque, non superiori al relativo consumo medio degli ultimi tre anni, nonché ai clienti industriali a forte consumo di gas per la differenza tra i loro consumi medi e le quantità ammesse in offerta ai sensi del medesimo numero 1);</p> <p>3) la verifica da parte del Gruppo GSE delle quantità di diritti richiedibili dai clienti;</p>

Articolo 16 del D.L. n. 17/2022	
Misure per fronteggiare l'emergenza derivante dal rincaro dei prezzi dei prodotti energetici attraverso il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento di gas naturale a prezzi equi	
Testo previgente	Testo vigente come sostituito dall'art. 2
	<p>4) la regolazione al prezzo marginale differenziato per procedura;</p> <p>d) i diritti offerti e aggiudicati sono remunerati da parte del Gruppo GSE a un corrispettivo pari ai costi definiti ai sensi del comma 7 per lo specifico campo di coltivazione e, se del caso, per livello di produzione.</p> <p>9. L'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA) stabilisce, con proprio provvedimento, le modalità con le quali la differenza, definita in esito a ciascuna procedura di allocazione di cui al comma 8, tra i proventi di aggiudicazione e il relativo costo riconosciuto dal Gruppo GSE, è destinata alla riduzione delle tariffe per il servizio di trasporto e distribuzione a favore dei clienti finali ammessi alla specifica procedura. Nel determinare l'entità della riduzione delle tariffe per il servizio di trasporto e distribuzione, l'ARERA applica un criterio <i>pro quota</i> tra i clienti finali in ragione delle quantità offerte dagli stessi nell'ambito della specifica procedura.</p> <p>10. In esito alle procedure di allocazione di cui al comma 8, il Gruppo GSE:</p> <p>a) stipula, con i soggetti di cui ai commi 2, 3 e 4 che abbiano ottenuto gli atti ai sensi del comma 6, contratti di acquisto di lungo termine per i diritti sul gas, nella forma di contratti finanziari per differenza a due vie rispetto al PSV, di durata pari a cinque anni e al prezzo pari al costo asseverato ai sensi del comma 7;</p> <p>b) stipula con ciascun cliente finale assegnatario un contratto finanziario per differenza rispetto al PSV, per i diritti aggiudicati al prezzo definito in esito alle procedure di cui al comma 8, di</p>

Articolo 16 del D.L. n. 17/2022	
Misure per fronteggiare l'emergenza derivante dal rincaro dei prezzi dei prodotti energetici attraverso il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento di gas naturale a prezzi equi	
Testo previgente	Testo vigente come sostituito dall'art. 2
<p>5. (<i>segue</i>) Nel caso in cui il contratto sia stipulato dai clienti finali in forma aggregata, il contratto medesimo assicura che gli effetti siano trasferiti ai clienti finali interessati.</p> <p>5. (<i>segue</i>) Il contratto prevede, altresì, che:</p> <p>a) la quantità di diritti oggetto del contratto sia rideterminata al 31 gennaio di ogni anno sulla base delle effettive produzioni nel corso dell'anno precedente;</p> <p>b) è fatto divieto di cessione tra i clienti finali dei diritti derivanti dal contratto.</p> <p>5-<i>bis</i>. Lo schema di contratto tipo di offerta di cui al comma 5 è predisposto dal Gruppo GSE e approvato dai Ministeri dell'economia e delle finanze e dell'ambiente e della sicurezza energetica.</p> <p>6. Il Gruppo GSE è autorizzato a rilasciare garanzie a beneficio dei concessionari di cui al comma 2 in relazione ai contratti stipulati ai sensi del comma 4. Il Gruppo GSE acquisisce dai clienti finali industriali corrispondente garanzia in relazione ai contratti stipulati ai sensi del comma 5.</p>	<p>durata pari a quella dei contratti sottoscritti ai sensi della lettera a).</p> <p>12. Il Gruppo GSE comunica periodicamente al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica l'elenco dei contratti stipulati ai sensi del comma 10. Nel caso in cui il contratto di cui al comma 10, lettera b) sia stipulato dai clienti finali in forma aggregata, il contratto medesimo assicura che gli effetti siano trasferiti a ciascun cliente finale aggregato.</p> <p>11. La quantità di diritti oggetto del contratto di cui al comma 10, lettera a), è rideterminata al 31 gennaio di ogni anno sulla base delle effettive produzioni nel corso dell'anno precedente.</p> <p>12 (<i>segue</i>). È fatto divieto di cessione tra i clienti finali dei diritti derivanti dal contratto.</p> <p>13. Il Gruppo GSE è autorizzato a rilasciare garanzie a beneficio dei soggetti di cui ai commi 2, 3 e 4 in relazione ai contratti stipulati ai sensi del comma 10, lettera a). Il Gruppo GSE acquisisce dai clienti finali industriali a forte consumo di gas una corrispondente garanzia in relazione ai contratti stipulati ai sensi del comma 10, lettera b).”.</p>

Articolo 3 *(Disposizioni in materia di concessioni geotermoelettriche)*

L'**articolo 3** modifica e integra la disciplina delle **concessioni geotermoelettriche**. In particolare, il **comma 1, lettera a)**, proroga il **termine di durata delle concessioni** geotermoelettriche in essere, dal 31 dicembre 2025 al **31 dicembre 2026** (lett. *a*), **n. 2**) e fissa, per le suddette concessioni, il **termine per l'indizione della gara** - ai fini di una loro riassegnazione - **in due anni** prima della loro scadenza, anziché in tre anni (lett. *a*), **n. 1**).

Il medesimo comma 1, alla **lettera b)**, prevede – attraverso una nuova disciplina che viene introdotta nel D.lgs. n. 22/1010 – la **possibilità per il concessionario uscente** di presentare - **entro e non oltre il 30 giugno 2024** - un **Piano pluriennale per la promozione degli investimenti** che, se approvato dall'autorità competente, consente di rimodulare l'esercizio della concessione, **anche sotto il profilo della durata**, la quale comunque non è superiore a **20 anni** (comma 1, lett. *b*)).

L'**articolo 3** in esame modifica e integra la disciplina sulle **concessioni di coltivazione** riferite ad impianti per **produzione di energia elettrica**, cd. concessioni geotermoelettriche, di cui al D.lgs. 11 febbraio 2010, n. 22.

Il **comma 1, lett. a), n. 1 e 2**, interviene sull'**articolo 16** del Decreto legislativo, ed in particolare:

- novella il **comma 10-bis**, primo periodo, al fine di prorogare ulteriormente il **termine di durata delle concessioni** geotermoelettriche in essere, dal 31 dicembre 2025 al **31 dicembre 2026** (lett. *a*), **n. 2**)).
- aggiunge, al **comma 10**, un **ultimo periodo**, il quale dispone che, per le suddette concessioni, il **termine per l'indizione della gara** - ai fini di una loro riassegnazione - **è stabilito in due anni** prima della loro scadenza, anziché in tre anni, come invece in via generale previsto dall'articolo 9, comma 1, del medesimo D.lgs. (lett. *a*), **n. 1**).

Ai sensi di quanto prevede il **D.lgs. 11 febbraio 2010, n. 22**, recante la normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche, l'esercizio di un impianto geotermoelettrico richiede la previa **concessione di coltivazione** per risorse geotermiche. Ai sensi dell'**articolo 16, comma 10, ultimo periodo**, del **D.lgs. n. 22/2010**, le **scadenze delle concessioni** di coltivazione riferite ad **impianti per produzione di energia elettrica** sono state (tutte) **allineate al 2024**. Questo termine è stato successivamente **prorogato** dal D.L. n. 51/2023, articolo 6, comma 2-*septies* (L. n. 87/2023). La norma ha introdotto nell'articolo 16 del D.lgs. n. 22/2010, un ulteriore comma, **comma 10-bis**, il quale dispone la **proroga del**

termine di scadenza del 2024 per il tempo strettamente necessario al completamento del riordino della normativa di settore, e comunque **non oltre la data del 31 dicembre 2025**⁸.

Ai sensi dell'**articolo 9, comma 1** del D.lgs. n. 22/2010, **tre anni prima della scadenza** della concessione o nei casi di decadenza, rinuncia e revoca, l'autorità competente, ove non ritenga sussistere un prevalente interesse pubblico incompatibile in tutto o in parte con il mantenimento della concessione, **indica una gara ad evidenza pubblica**, nel rispetto della normativa vigente e dei principi fondamentali di tutela della concorrenza, libertà di stabilimento, trasparenza e non discriminazione, per l'attribuzione onerosa della concessione per trenta anni.

Come evidenzia la **relazione illustrativa**, le autorità competenti avrebbero dovuto, quindi, avviare le procedure per la riassegnazione delle concessioni in essere alla data del 31 dicembre 2022. Si è, tuttavia, verificata una fase di "stallo", cui si ritiene necessario, con la norma qui in commento, porre rimedio.

Il **comma 1, alla lett. b)**, introduce un **nuovo articolo 16-bis**, rubricato "**Piano pluriennale per la promozione degli investimenti**", nel D.lgs. n. 22/2010.

Il nuovo articolo, con il fine espresso di rafforzare l'autonomia energetica nazionale e il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione, dispone, al comma 1, 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**, avente a oggetto:

- 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.

Il comma 2 del nuovo articolo 16-bis dispone che l'autorità competente proceda alla **valutazione del piano**, tenendo conto della funzionalità dello stesso a realizzare le finalità di cui al comma 1, nonché la sua fattibilità

⁸ Fino alla scadenza delle concessioni, una quota dei canoni - dovuti dai titolari del rapporto concessorio - potrà essere destinata dall'autorità competente, nella misura massima del 5 per cento, alla copertura degli oneri derivanti dall'espletamento, da parte dell'autorità medesima, delle attività inerenti le concessioni stesse.

tecnico ed economica. 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. In caso di valutazione positiva, da esprimersi entro 30 giorni dalla data di presentazione, o entro 15 giorni dalla data di presentazione del piano modificato o integrato, l'autorità provvederà a **rimodulare le condizioni di esercizio della concessione** di coltivazione relativa agli **impianti interessati dal piano, anche sotto il profilo della durata - comunque non superiore a 20 anni** - in coerenza con quanto previsto nel piano positivamente valutato.

Ai sensi del comma 3, **qualora il concessionario uscente non presenti il piano pluriennale** degli investimenti **oppure l'autorità competente non lo valuti positivamente, si procederà alla riassegnazione** della concessione di coltivazione secondo il procedimento delineato dal già citato articolo 9 del Decreto legislativo.

Inoltre, qualora l'autorità competente accerti, **in sede di monitoraggio, l'inadempimento** del concessionario in ordine alla realizzazione degli interventi del piano, la stessa autorità, entro centottanta giorni dall'accertamento, avvia le **procedure per la riassegnazione** della concessione di coltivazione.

La **relazione illustrativa** afferma che “una simile misura con riguardo al settore della geotermia si rende necessaria, anche tenuto conto della circostanza che lo sfruttamento della risorsa geotermica è una peculiarità del nostro contesto nazionale (o, meglio, di alcune specifiche aree del Paese), la cui strategicità in rapporto agli obiettivi di decarbonizzazione nazionali esige di essere valorizzata e sostenuta, anche mediante la promozione di nuovi investimenti. A livello europeo, gli investimenti nel settore in parola sono, invece, pressoché inesistenti (la capacità geotermica in Europa ammonta a poche centinaia di MW). E proprio in considerazione del fatto che lo **sfruttamento della risorsa geotermica** a fini energetici si presenta quale **peculiarità del nostro Paese** che si giustifica l'assenza di *milestone* PNRR suscettibili di frapportare ostacoli a un intervento normativa del tipo di quello che si propone”.

La Corte Costituzionale, nella [sentenza n.112/2011](#), ha avuto modo di rilevare che le “risorse geotermiche” costituiscono un **bene giuridico multifunzionale**, per le **diverse utilità** che esse esprimono: **quella economica, relativa alla produzione di energia**, e quella **ambientale** conseguente al fatto che esse costituiscono una **fonte di energia rinnovabile** e, quindi, compatibile con la tutela dell'ambiente. Energia e ambiente, in queste disposizioni, non sono più termini antitetici, ma conciliabili tra loro. Le risorse geotermiche, infatti, sono, contemporaneamente, un **bene giuridico economico-produttivo** e un **bene ambientale** (sentenze n. 1 del 2010, n. 225 del 2009 e n. 105 del 2008).

L’Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato – nel **parere** inviato al Parlamento, alla Presidenza del Consiglio dei Ministri e all’allora Ministero dello Sviluppo economico in data 12 settembre 2008 ([AS 474](#)) - aveva peraltro già evidenziato, con riferimento alla disciplina sulla geotermia previgente a quella attuale che “un’eventuale proroga delle concessioni in capo al concessionario uscente (quale quella prefigurata nel protocollo d’intesa del 2007⁹), rappresenta una forma di deroga alla concorrenza per il mercato, che consentirebbe il consolidamento “in via automatica” delle gestioni esistenti, traducendosi in un ostacolo all’accesso al mercato di nuovi operatori, incompatibile con un contesto di piena liberalizzazione del settore. Un confronto tra più operatori nell’ambito di procedure di gara per l’affidamento delle concessioni appare, invece, come peraltro già osservato dall’Autorità in più occasioni, idoneo a consentire un corretto confronto tra gli eventuali aspiranti concessionari, garantendo che le funzioni assegnate siano svolte con minori costi o, a parità di costi, con maggiori benefici per le comunità locali e, più in generale, per la collettività”.

Inoltre, si rammenta come nel campo applicativo della [Direttiva 12 dicembre 2006, n. 2006/123/UE](#), cd. Direttiva *Bolkestein*, attuata dal [D.lgs. 26 marzo 2010, n. 59](#) (Attuazione della [direttiva 2006/123/UE](#) relativa ai servizi nel mercato interno) ricade «qualunque attività economica, di carattere imprenditoriale o professionale, svolta senza vincolo di subordinazione, diretta allo scambio di beni o alla fornitura di altra prestazione» ([art. 1, comma 1, del D.lgs. n. 59/2010](#)), salve le eccezioni specificamente ivi indicate¹⁰.

Al fine di garantire la libera circolazione dei servizi e l’apertura del mercato a una concorrenza non falsata e più ampia possibile negli Stati membri, si rammenta che l’articolo 12 della direttiva Servizi prevede l’obbligo per gli stessi di adottare “una procedura di selezione tra i candidati potenziali, che presenti garanzie di imparzialità e di trasparenza e preveda, in particolare, un’adeguata pubblicità dell’avvio della procedura e del suo svolgimento e completamento”.

⁹ Nel dicembre 2007 fu sottoscritto presso il Ministero dello Sviluppo Economico un protocollo d’intesa, denominato “Accordo Generale sulla Geotermia”, tra Enel Spa, da un lato, e la Regione Toscana, le Province di Grosseto, Siena e Pisa, 15 Comuni e 5 Comunità Montane delle aree geotermiche interessate, dall’altro, ai sensi del quale la Regione Toscana si impegnava a prorogare al 2024 tre concessioni assegnate ad Enel per la coltivazione di risorse geotermiche, in scadenza, le prime due nel 2013 (in località Piancastagnaio, in provincia di Siena e in località Bagnore, in provincia di Grosseto) e la terza nel 2020 (in località Canneto, in provincia di Pisa).

¹⁰ Il vigente Codice dell’ambiente (D. lgs. n. 152 del 2006), all’art. 144, comma 1, sancisce che «Tutte le acque superficiali e sotterranee, ancorché non estratte dal sottosuolo, appartengono al demanio dello Stato», mentre l’ultimo comma dello stesso articolo stabilisce che «Le acque termali, minerali e per uso geotermico sono disciplinate da norme specifiche, nel rispetto del riparto delle competenze costituzionalmente determinato».

Nella **sentenza 117/2015**, relativa alle **concessioni termominerali**, la Corte ha ricordato come avesse già reputato illegittima, anche con riferimento all’art. 12 della direttiva 2006/123/CE, la proroga automatica delle concessioni del demanio marittimo (da ultimo, sentenza n. 171 del 2013), nonché quella delle concessioni idriche (sentenza n. 114 del 2012).

Secondo la Corte, l’automatica proroga delle concessioni che rientrano nel campo di applicazione della Direttiva Servizi, per un periodo di tempo considerevole e superiore a quanto strettamente necessario ai fini della definizione della gara pubblica, contrasta con tali regole, espressive del diritto dell’Unione e proprie della sfera di competenza esclusiva dello Stato in materia di tutela della concorrenza

La **Corte di giustizia** ha più volte evidenziato (*ex multis*, [Sentenza Sez. V, 14 luglio 2016](#), cause riunite C-458/14 e C-67/15) l'illegittimità di proroghe *ex lege* delle concessioni aventi ad oggetto risorse naturali scarse, in quanto ritenute equivalenti al rinnovo automatico delle concessioni in essere, che è espressamente vietato dall'art. 12 della Direttiva. Ad ogni buon fine, la Corte ha comunque chiarito che, l'art. 49 del TFUE, in generale, osta a una normativa nazionale che consente una proroga automatica delle concessioni, nei limiti in cui queste presentino un interesse transfrontaliero certo.

Articolo 4

(Disposizioni per incentivare le regioni a ospitare impianti a fonti rinnovabili)

L'**articolo 4** reca diverse disposizioni volte ad incentivare le Regioni ad adottare misure per la decarbonizzazione e la promozione dello sviluppo sostenibile del territorio, istituendo un apposito fondo e prevedendo una serie di misure funzionali alle suddette finalità.

In particolare, il **comma 1** prevede che, per le finalità di compensazione e di riequilibrio ambientale e territoriale, una quota dei proventi delle aste delle quote di emissione di anidride carbonica di cui [all'articolo 23 del decreto legislativo 9 giugno 2020 numero 47](#), di competenza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, nel limite di 200 milioni di euro annui per ciascuno degli anni dal 2024 al 2032, sia destinata ad alimentare un fondo *ad hoc* da istituire nello stato di previsione del MASE poi da ripartire tra le Regioni.

A tale proposito si ricorda che l'articolo 23 del decreto legislativo n. 47 del 2020, in attuazione della direttiva (UE) 2018/410 e in adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 2017/2392, disciplina la messa all'asta delle quote di anidride carbonica ed individua il GSE quale soggetto responsabile per il collocamento e le attività connesse alle aste suddette.

Il **comma 2** del testo in esame introduce un contributo annuo pari a 10 euro per ogni chilowatt di potenza degli impianti di energia prodotti da fonti rinnovabili, per i primi tre anni dalla data di entrata in esercizio, a carico dei titolari di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW, che abbiano acquisito il titolo per la costruzione degli impianti medesimi nel periodo intercorrente tra il 1° gennaio 2024 e il 31 dicembre 2030, da versare al GSE. Il Gestore dei Servizi Energetici, a sua volta, al netto delle risorse necessarie per la copertura dei costi, provvede a versare tali contributi all'entrata del bilancio dello Stato, allo scopo di alimentare le risorse del fondo ai sensi del comma 1.

Il **comma 3** della disposizione in commento, prevedendo la stipula di una convenzione tra il GSE e il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, affida allo stesso Gestore dei Servizi Energetici il compimento delle attività funzionali all'operatività dei commi 1 e 2 del presente testo.

Nel dettaglio, è attribuito espressamente al GSE il compito di definire e pubblicare sul proprio sito istituzionale i flussi informativi che Terna S.p.A.,

sulla base delle informazioni contenute nel sistema di Gestione delle anagrafiche uniche degli impianti di produzione, è tenuta a trasmettere al GSE, relativamente agli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW. I costi derivanti dall'attività anzidetta sono coperti a valere sulle risorse relative ai contributi annuali di cui al comma 2, nel limite di 5 milioni di euro per l'anno 2024.

Il **comma 4** demanda quindi ad un apposito decreto del Ministro dell'Ambiente e della sicurezza energetica, da adottare d'intesa con la Conferenza unificata, la definizione delle modalità e dei criteri di riparto tra le regioni delle risorse di cui ai commi 1 e 2, considerando, a tale fine, come prioritari il livello di conseguimento degli obiettivi annui di potenza installata, nonché dell'impatto ambientale e del grado di concentrazione territoriali degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW.

La disposizione in questione, inoltre, demanda al medesimo decreto, per il solo anno 2024, la definizione delle modalità di riparto dello stanziamento di cui al comma 1 tra le regioni che abbiano provveduto con legge all'individuazione delle aree idonee all'installazione degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili di potenza superiore a 20 kW, entro il termine di centottanta giorni dalla data di entrata in vigore dei decreti aventi ad oggetto i principi e i criteri omogenei per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili, di cui al comma 1 dell'articolo 20 del decreto legislativo n. 199 del 2021 o comunque non oltre il termine del 31 dicembre 2024.

Da ultimo, il **comma 5** prevede una limitazione di applicabilità soggettiva della disposizione in esame ai titolari di impianti alimentati da fonti energetiche geotermiche tenuti al pagamento dei contributi dovuti in caso di produzione di energia elettrica a mezzo di impianti che utilizzano o utilizzeranno risorse geotermiche, nonché ai titolari di impianti idroelettrici tenuti al pagamento di contributi per la realizzazione di misure di compensazione ambientale e territoriale.

Articolo 5

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

L'articolo 5 istituisce, al comma 1, un meccanismo per la contrattualizzazione di **capacità produttiva** alimentata da **bioliquidi sostenibili**. Il comma 2 prevede che, **fino alla data di entrata in operatività del suddetto meccanismo, e comunque non oltre il 31 dicembre 2024**, agli impianti da bioliquidi sostenibili si applicano **prezzi minimi garantiti** definiti dall'ARERA. Il comma 3, infine, prevede che il **decreto di istituzione della Commissione preposta all'esame delle proposte di modifica e integrazione dell'allegato X alla parte quinta del D.Lgs. n. 152/2006, sulla disciplina dei combustibili**, sia adottato dal Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica senza necessità del concerto del Ministro delle imprese e del *made in Italy* (lett. a)) e che a tale Commissione non partecipino rappresentanti del Ministero delle imprese e del *made in Italy* (lett. b)).

L'articolo 5, comma 1, istituisce un **meccanismo per la contrattualizzazione di capacità produttiva alimentata da bioliquidi sostenibili che rispettano i requisiti e le condizioni di cui agli articoli 40 e 42 del D.Lgs. n. 199/2021** e i cui impianti siano già **in esercizio alla data del 10 dicembre 2023** (ossia alla data di entrata in vigore del decreto-legge in esame). Si veda, in proposito, il *box* in calce alla presente scheda.

La finalità della misura è indicata al comma 1 nel conseguimento degli obiettivi di crescita della quota di consumi finali coperti da fonti rinnovabili indicanti nel Piano nazionale integrato energia e clima ([PNIEC](#)) di cui al regolamento (UE) 2018/1999.

La relazione illustrativa segnala che il parco delle centrali esistenti, per una potenza installata complessiva pari a 1.000 MW, è in grado di garantire un sostegno importante al mantenimento delle traiettorie di decarbonizzazione in virtù di alcune specifiche tecniche. In particolare, trattandosi di centrali a fonti totalmente rinnovabili, programmabili, flessibili e ad elevata affidabilità di funzionamento, gli impianti alimentati da bioliquidi sono capaci di compensare l'eventuale deviazione dalla traiettoria di installazione di almeno 3 GW di nuovi impianti fotovoltaici, senza l'utilizzo di ulteriore suolo (trattandosi di infrastrutture esistenti). L'elevata programmabilità di tali impianti, peraltro – prosegue la relazione illustrativa - può contribuire alla flessibilità e alla sicurezza del sistema elettrico nazionale mediante la previsione di un idoneo meccanismo per la contrattualizzazione di capacità produttiva alimentata da bioliquidi sostenibili, volto a tener conto della peculiarità

della filiera e, in particolare, delle sue specificità di approvvigionamento, logistica e stoccaggio del combustibile.

L'urgenza della misura, sottolinea la relazione illustrativa, deriva dall'esigenza di evitare la chiusura degli impianti che, a partire dal 31 dicembre 2022, non godono più della garanzia di copertura dei costi assicurata dal cosiddetto "programma di massimizzazione a carbone" (di cui all'articolo 5-bis del D.L. n. 14/2022)

Per un'analisi degli obiettivi indicati nel Piano e nella proposta di aggiornamento dello stesso, si rinvia al [dossier](#) sulle politiche pubbliche italiane dedicato alle fonti rinnovabili e agli obiettivi di sviluppo delle stesse.

Il meccanismo tiene conto, tra l'altro, delle specificità, anche in termini di **numero minimo di ore di funzionamento** degli impianti, della **logistica**, dell'**approvvigionamento**, dello **stoccaggio** e della **gestione dell'energia primaria**, nonché delle **esigenze di mantenimento efficiente degli impianti** stessi, **per** quanto necessario ad assicurare il **contributo** dei medesimi alla **flessibilità** del sistema elettrico.

La norma rinvia ad un **decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica**, su **proposta dell'ARERA**, la definizione dei **criteri**, delle **modalità** e delle **condizioni per l'attuazione**, da parte di Terna, società concessionaria dei servizi di trasporto e dispacciamento dell'energia elettrica, del meccanismo, nonché dei relativi **schemi di contratto-tipo**

Il **comma 2** prevede che, dal 10 dicembre 2023, **fino alla data di entrata in operatività del meccanismo** per la contrattualizzazione di capacità produttiva alimentata da bioliquidi sostenibili, e **comunque non oltre il 31 dicembre 2024**, agli impianti da bioliquidi sostenibili che rispettano i requisiti e le condizioni di cui agli articoli 40 e 42 del D.Lgs. n. 199/2021 si applicano i **prezzi minimi garantiti** definiti dall'ARERA secondo i criteri previsti all'articolo 24, comma 8 del D.Lgs. n. 199/2021; pertanto, per quanto di interesse, i prezzi minimi garantiti sono:

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

L'ARERA è chiamata ad adottare i **provvedimenti attuativi** di competenza **entro l'8 febbraio 2024**.

La relazione tecnica ricorda anche che l'articolo 5, comma 5, lettera h) del citato D.Lgs. n. 199/2021 ha previsto misure per integrare i ricavi conseguenti alla partecipazione al mercato elettrico, a favore di impianti a fonti rinnovabili che

continuino ad 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. Chiarisce, inoltre, che l'articolo 5, commi 1 e 2 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 rinnovabili non è pienamente sufficiente a coprire la domanda elettrica. Ricorda, inoltre, che gli incentivi mediante prezzi minimi garantiti trova copertura a valere sugli oneri generali di sistema afferenti al settore elettrico, posti a carico degli utenti del servizio elettrico. Posto che la produzione netta annua da bioliquidi è stimabile in 2.940 GWh, stima in 233 milioni di euro l'anno il costo derivante dalla corresponsione in via transitoria dei prezzi minimi garantiti che saranno definiti dall'ARERA.

• ***La disciplina europea degli aiuti di Stato alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili***

Ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 3 del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea (TFUE), **possono dirsi compatibili con il mercato interno gli aiuti destinati ad agevolare lo sviluppo di talune attività**, sempre che non alterino le condizioni degli scambi in misura contraria al comune interesse. **L'articolo 108, paragrafo 3, del TFUE impone agli Stati di comunicare**, in tempo utile perché presenti le sue osservazioni, **i progetti diretti a istituire o modificare aiuti**. Il successivo paragrafo 4 prevede l'adozione da parte della Commissione europea di regolamenti concernenti le categorie di aiuti di Stato per le quali il Consiglio ha stabilito che possono esser dispensate dalla procedura di notifica.

Con [Comunicazione 2022/C 80\(01\)](#), la Commissione ha adottato la **disciplina in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia 2022**. Essa **consente l'adozione di misure di sostegno per i bioliquidi nella misura in cui i combustibili sovvenzionati sono conformi ai criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra** di cui alla direttiva (UE) 2018/2001 e ai relativi atti delegati o di esecuzione (punto 4.1.2.1). Tuttavia, lo Stato deve dimostrare la necessità di tali aiuti per le attività proposte (punto 4.1.3.1), nonché giustificare le misure che non includono tutte le tecnologie e i progetti che sono in concorrenza (punto 4.1.3.3). Dal 1° luglio 2023, inoltre, prima della notifica di un aiuto, salvo che in circostanze eccezionali debitamente giustificate, gli Stati membri devono consultare il pubblico in merito all'impatto sulla concorrenza e alla proporzionalità delle misure da notificare a norma della presente sezione. Gli aiuti per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dovrebbero in generale essere

concessi mediante una procedura di gara competitiva; deroghe all'obbligo di assegnare gli aiuti mediante una procedura di gara competitiva possono essere giustificate in particolari circostanze: ad esempio quando è dimostrabile che l'offerta potenziale o il numero di potenziali partecipanti sia insufficiente a garantire la concorrenza o qualora i beneficiari siano piccoli progetti (impianti con capacità installata fino a 1 MW).

Con successiva [Comunicazione del 9 marzo 2023 \(\(2023\) 1711\)](#), la Commissione ha stabilito un **quadro temporaneo di crisi e transizione per misure di aiuto di Stato a sostegno dell'economia a seguito dell'aggressione della Russia contro l'Ucraina**. Il paragrafo 2.5.2 è dedicato specificatamente agli aiuti al funzionamento per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili e lo stoccaggio di energia. La comunicazione precisa che la Commissione considererà compatibili con il mercato interno gli aiuti al funzionamento per la promozione delle energie rinnovabili concessi per la produzione di energia sulla base di un regime che prevede una stima della capacità e dei risultati per quanto riguarda il volume e del bilancio fino al 31 dicembre 2025. L'aiuto deve essere concesso sotto forma di contratti per differenza bidirezionali, in relazione alla produzione energetica dell'impianto e con una durata contrattuale non superiore a 20 anni dall'inizio delle attività dell'impianto sovvenzionato. La Commissione, si precisa, considererà **compatibili** con il mercato interno gli **aiuti** per aumentare la **capacità** massima di **generazione** degli **impianti esistenti**, **senza** effettuare **ulteriori investimenti**, purché siano soddisfatte le seguenti condizioni:

- l'impianto sia collegato alla rete prima del 1° ottobre 2022 e abbia beneficiato di aiuti approvati dalla Commissione o è stato esentato dall'obbligo di notifica;
- l'aiuto sia necessario per aumentare la capacità massima degli impianti esistenti, in modo che la loro capacità sia aumentata fino a 1 MW per impianto o equivalente, senza effettuare ulteriori investimenti;
- gli aiuti siano concessi entro il 31 dicembre 2023 e il periodo ammissibile al sostegno termini il 31 dicembre 2024;
- gli aiuti non siano cumulati con altri aiuti concessi a sostegno della stessa capacità supplementare.

Infine, occorre segnalare che il **Regolamento (UE) n. 651/2014 (GBER)**, come da ultimo modificato con Regolamento 2023/1315/UE, prevede, all'articolo 43, **l'esenzione dall'obbligo di notifica per determinati aiuti al funzionamento volti a promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili in impianti su scala ridotta** purché:

- siano concessi agli impianti con una capacità installata inferiore a 500 kW per la produzione di energia;
- siano concessi solo agli impianti che producono biocarburanti sostenibili diversi da quelli prodotti da colture alimentari;
- non siano concessi aiuti ai biocarburanti soggetti a un obbligo di fornitura o di miscelazione;
- l'importo dell'aiuto per unità di energia non superi la differenza tra i costi totali livellati della produzione di energia dalla fonte rinnovabile in questione, aggiornati almeno a cadenza annuale, e il prezzo di mercato della forma di energia interessata;

- il tasso di rendimento massimo utilizzato nel calcolo del costo livellato non supera il tasso swap pertinente maggiorato di un premio di 100 punti base;
 - siano concessi solo fino al completo ammortamento dell'impianto in conformità dei principi contabili generalmente accettati.
- Per un approfondimento, si rinvia al dossier su "Gli aiuti di Stato", [parte generale](#) e [parte speciale](#).

Si valuti il contenuto delle misure di cui ai commi 1 e 2 alla luce della disciplina europea sopra illustrata.

Il comma 3, infine, **modifica** le disposizioni transitorie e finali del **D.Lgs. n. 152/2006**, recante norme in materia ambientale. In particolare, le modifiche riguardano **l'articolo 298, comma 2-ter** del suddetto decreto, **che prevede l'adozione di un decreto ministeriale volto a istituire** nell'ambito delle risorse umane, finanziarie e strumentali disponibili a legislazione vigente e, comunque, senza nuovi o maggiori oneri a carico del bilancio dello Stato, **una commissione per l'esame delle proposte** presentate dalle amministrazioni dello Stato e dalle regioni **di integrazione ed aggiornamento dell'Allegato X alla parte quinta del D.Lgs. n. 152/2006, recante disciplina dei combustibili (cd Commissione combustibili)**.

Il citato allegato X alla Parte Quinta del D.Lgs. n. 152/2006:

- elenca i combustibili di cui è consentito l'utilizzo negli impianti che producono emissioni in atmosfera (Parte I, Sezioni 1 e 2);
- contiene disposizioni specifiche per alcune tipologie di combustibili liquidi (Parte I, Sezione 3);
- stabilisce i valori di emissione equivalenti per i metodi di riduzione delle emissioni (Parte I, Sezione 4);
- indica i criteri per l'utilizzo dei metodi di riduzione delle emissioni (Parte I, Sezione 5);
- contiene il fac-simile del Rapporto di indisponibilità di combustibile a norma, da comunicare ai sensi dell'articolo 296, comma 10-ter del D.Lgs. n. 152/2006 (Parte I, Sezione 6);
- indica le caratteristiche merceologiche e le condizioni di utilizzo dei combustibili liquidi (Parte II, Sezione 1), dei combustibili solidi (Parte II, Sezione 2), delle emulsioni acqua-gas, acqua-kerosene e acqua-olio combustibile (Parte II, Sezione 3), delle biomasse combustibili (Parte II, Sezione 4), degli idrocarburi (Parte II, Sezione 5), del biogas (Parte II, Sezione 6);
- stabilisce le caratteristiche e le condizioni di utilizzo del CSS-combustibile (Parte II, Sezione 7).

Dette modifiche sono volte a:

- precisare che il decreto è adottato dal Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica (nuova denominazione del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio), di concerto con il Ministro della salute ed il Ministro delle politiche agricole, alimentari e forestali; **non è più previsto**, quindi, **il concerto con il Ministro dello sviluppo economico, ora Ministro delle imprese e del made in Italy (lettera a))**;
- **modificare la composizione della Commissione**, che sarà formata da due rappresentanti del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, due rappresentanti del Ministero della salute, due rappresentanti del Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, nonché da un rappresentante del Dipartimento per gli affari regionali e le autonomie della Presidenza del Consiglio dei ministri; **non è più prevista**, quindi, la **partecipazione di due rappresentanti del Ministero dello sviluppo economico, ora Ministero delle imprese e del made in Italy (lettera b))**;
- precisare, laddove ora la norma prevede che i componenti della Commissione non siano dovuti compensi, né rimborsi di spese, che ai medesimi non siano dovuti neppure gettoni di presenza o altri emolumenti comunque denominati (**lettera b**)).

Con riferimento alle modalità di adozione del decreto istitutivo della Commissione per l'esame delle proposte di integrazione ed aggiornamento dell'Allegato X alla parte quinta del D.Lgs. n. 152/2006, previste all'articolo 5, comma 3, let. a), si valuti l'opportunità di fare riferimento al Ministro dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, anziché alla precedente denominazione di Ministro delle politiche agricole, alimentari e forestali.

• *Modalità di computo dell'energia prodotta da bioliquidi e criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i bioliquidi*

L'articolo 40 del D.Lgs. n. 199/2021, di attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, reca **norme specifiche per i biocarburanti e i combustibili da biomassa ottenuti da colture alimentari e foraggere**. In particolare, dispone che, **ai fini del raggiungimento dell'obiettivo di raggiungimento di una quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo del 30 per cento su base nazionale al 2030** (art. 3 del D.Lgs. n. 199/2021) e del soddisfacimento dell'obbligo in capo ai fornitori di benzina, diesel e metano di conseguire al 2030 una quota almeno pari al 16 per cento di fonti rinnovabili sul totale di carburanti immessi in consumo nell'anno di riferimento:

a) la quota di biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa consumati nei trasporti, quando prodotti a partire da colture alimentari o foraggere, non deve superare più di un punto percentuale la quota di tali carburanti nel consumo finale di energia nei settori stradali e ferroviario nel 2020;

b) la quota dei biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa, tutti prodotti a partire da colture alimentari o foraggere, che sono qualificati a elevato rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni con atto delegato della Commissione europea, e per i quali si osserva una considerevole espansione della zona di produzione verso terreni che presentano elevate scorte di carbonio, non deve superare il livello di consumo di tali carburanti registrato nel 2019. Rinvia ad un decreto del Ministero della transizione ecologica, l'individuazione della traiettoria di decrescita lineare di tale limite fino ad azzerarsi entro il 31 dicembre 2030. Il limite non si applica con riferimento ai biocarburanti, bioliquidi e combustibili da biomassa certificati a basso rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni in conformità al relativo atto delegato della Commissione europea;

c) a partire dal terzo mese successivo a quello di approvazione di un sistema volontario a basso rischio di cambiamento indiretto di destinazione d'uso dei terreni e comunque non oltre il 1° gennaio 2025 non è conteggiata la quota di biocarburanti e bioliquidi, nonché di combustibili da biomassa, prodotti a partire da olio di palma, fasci di frutti di olio di palma vuoti e acidi grassi derivanti dal trattamento dei frutti di palma da olio (PFAD), salvo che gli stessi siano certificati come biocarburanti, bioliquidi o combustibili da biomassa a basso rischio di cambiamento indiretto della destinazione d'uso dei terreni (termine da ultimo modificato dall'articolo 7-bis, comma 1 del D.L. n. 132/2023, convertito con modificazioni, dalla legge n. 170/2023, alla cui scheda si rinvia).

L'**articolo 42** detta i criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa. Stabilisce, in particolare, che al fine di contribuire agli obiettivi di conseguimento, da parte dei fornitori di carburanti, della quota del 16% al 2030 di fonti rinnovabili sul totale di carburanti immessi in consumo nell'anno di riferimento, nonché **per beneficiare di regimi di sostegno**, i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa, indipendente dall'origine geografica della biomassa, sono presi in considerazione e rispettano determinati criteri di sostenibili, di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra e di efficienza energetica.

Con specifico riferimento ai **bioliquidi** impiegati per la produzione di energia elettrica, l'articolo 42 del D.Lgs. n. 199/2021 stabilisce i seguenti criteri.

Criteri di sostenibilità:

- nel caso di bioliquidi prodotti a partire da rifiuti e residui provenienti da terreni agricoli, gli operatori economici che li producono dispongono di piani di monitoraggio o di gestione dell'impatto sulla qualità del suolo e sul carbonio nel suolo, redatti in base a linee guida adottate con decreto non regolamentare del Ministero della transizione ecologica, su proposta dell' Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (si veda, in proposito, le [linee guida](#) adottate con [Decreto Direttoriale 22 febbraio 2023](#)). Le informazioni relative al rispetto di tali piani di monitoraggio e di gestione sono comunicate a ISPRA;

- i bioliquidi provenienti dall'agricoltura non devono essere prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che presentano un elevato valore in termini di biodiversità, ossia terreni che nel gennaio 2008, ovvero successivamente, si trovavano in una delle situazioni di seguito indicate, indipendentemente dal fatto che abbiano o meno conservato dette situazioni:
 - a) foreste primarie e altri terreni boschivi, vale a dire foreste e altri terreni boschivi di specie native, ove non vi sia alcun segno chiaramente visibile di attività umana e nei quali i processi ecologici non siano stati perturbati in modo significativo;
 - b) foreste a elevata biodiversità e altri terreni boschivi ricchi di specie e non degradati o la cui elevata biodiversità sia stata riconosciuta dall'autorità competente del Paese in cui le materie prime sono state coltivate, a meno che non sia dimostrato che la produzione delle predette materie prime non ha interferito con quelle finalità di protezione della natura;
 - c) aree designate, a meno che non sia dimostrato che la produzione delle predette materie prime e le normali attività di gestione non hanno interferito con la finalità di protezione della natura:
 - 1. per scopi di protezione della natura a norma delle leggi o dall'autorità competente del Paese in cui le materie prime sono state coltivate; nel caso di materie prime coltivate in Italia, si tratta delle aree protette individuate ai sensi della legge 6 dicembre 1991, n. 394, delle aree marine protette di cui alla legge del 31 dicembre 1982, n. 979, e dei siti della rete Natura 2000, di cui al decreto del Presidente della Repubblica dell'8 settembre 1997, n. 357;
 - 2. per la protezione di ecosistemi o specie rari, minacciati o in pericolo di estinzione riconosciuti da accordi internazionali o inclusi in elenchi compilati da organizzazioni intergovernative o dall'Unione internazionale per la conservazione della natura, previo il loro riconoscimento da parte della Commissione europea;
 - d) fermi restando eventuali nuovi criteri adottati dalla Commissione europea, terreni erbosi naturali ad elevata biodiversità aventi un'estensione superiore a un ettaro, ossia:
 - 1. terreni erbosi che rimarrebbero tali in assenza di interventi umani e che mantengono la composizione naturale delle specie nonché le caratteristiche e i processi ecologici; o
 - 2. terreni erbosi non naturali, ossia terreni erbosi che cesserebbero di essere tali in assenza di interventi umani e che sono ricchi di specie e non degradati e la cui elevata biodiversità è stata riconosciuta dall'autorità competente del paese in cui la materia prima è stata coltivata a meno che non sia dimostrato che il raccolto delle materie prime è necessario per preservarne lo status di terreni erbosi ad elevata biodiversità.
 - e) I bioliquidi provenienti dall'agricoltura non devono essere prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che presentano elevate scorte di carbonio, ossia terreni che nel gennaio 2008 possedevano uno degli status seguenti, nel frattempo persi:

1. zone umide, ossia terreni coperti o saturi di acqua in modo permanente o per una parte significativa dell'anno;
 2. zone boschive continue, ossia terreni aventi un'estensione superiore ad un ettaro caratterizzati dalla presenza di alberi di altezza superiore a cinque metri e da una copertura della volta superiore al 30 per cento o di alberi che possono raggiungere tali soglie *in situ*;
 3. terreni aventi un'estensione superiore a un ettaro caratterizzati dalla presenza di alberi di altezza superiore a cinque metri e da una copertura della volta compresa tra il 10 per cento e il 30 per cento o di alberi che possono raggiungere queste soglie *in situ*, a meno che non siano fornite prove del fatto che le scorte stock di carbonio della superficie in questione prima e dopo la conversione sono tali che l'uso di bioliquidi assicura una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra pari almeno al 70 per cento per l'energia elettrica, il riscaldamento e il raffrescamento da combustibili da biomassa usati negli impianti entrati in esercizio dal 1° gennaio 2021 al 31 dicembre 2025 e all'80 per cento per gli impianti entrati in esercizio dal 1° gennaio 2026
- I bioliquidi provenienti dall'agricoltura non devono essere prodotti a partire da materie prime ottenute su terreni che erano torbiere nel gennaio 2008, a meno che non siano fornite prove del fatto che la coltivazione e la raccolta di tali materie prime non comportano drenaggio di terreno precedentemente non drenato.
- Criteri di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra:** a decorrere dall'adozione di appositi atti di esecuzione della Commissione europea, i bioliquidi ottenuti da biomassa forestale devono rispettare i seguenti criteri relativi alla destinazione dei suoli, al cambiamento della destinazione dei suoli e alla silvicoltura (*land-use, land-use change and forestry* - LULUCF):
- f) il paese o l'organizzazione regionale di integrazione economica in cui ha avuto origine la biomassa forestale è parte dell'accordo di Parigi del 12 dicembre 2015 e:
 1. ha presentato, nell'ambito della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, un contributo determinato a livello nazionale (*nationally determined contribution* -NDC), relativo alle emissioni e agli assorbimenti risultanti dall'agricoltura, dalla silvicoltura e dall'uso del suolo, che garantisce che le variazioni di scorte di carbonio associate alla raccolta della biomassa sono contabilizzate in vista dell'impegno del paese di ridurre o limitare le emissioni di gas serra, come specificato nell'NDC; oppure
 2. dispone di leggi nazionali o subnazionali, in conformità dell'articolo 5 dell'accordo di Parigi del 12 dicembre 2015, applicabili alla zona di raccolta, per conservare e migliorare le scorte e i pozzi di assorbimento di carbonio, che forniscono le prove che le emissioni registrate relativamente al settore LULUCF non superano gli assorbimenti;
 - g) se non vi è evidenza rispetto a quanto previsto alla lettera a) devono essere in vigore sistemi di gestione a livello di zona di approvvigionamento forestale

per garantire che i livelli di scorte e di pozzi di assorbimento di carbonio nella foresta siano mantenuti o rafforzati a lungo termine.

Criteri di efficienza energetica:

- un impianto è considerato in esercizio quando sono state avviate la produzione fisica dei bioliquidi;
- Gli impianti di produzione di energia elettrica da combustibili da biomassa che sono entrati in esercizio o che sono stati convertiti per l'utilizzo di combustibili da biomassa dopo il 25 dicembre 2021 concorrono al raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3, solo se rispettano i seguenti requisiti, la soddisfazione dei quali non costituisce condizione per accedere a eventuali regimi di sostegno approvati entro il 25 dicembre 2021:
 - h) l'energia elettrica è prodotta in impianti con una potenza termica nominale totale inferiore a 50 MW;
 - i) l'energia elettrica è prodotta da impianti con una potenza termica nominale totale da 50 a 100 MW che applicano una tecnologia di cogenerazione ad alto rendimento, oppure è prodotta da impianti per la produzione di sola energia elettrica che sono conformi ai livelli netti di efficienza energetica associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEEL) così come definiti nella decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione;
 - j) l'energia elettrica è prodotta da impianti con una potenza termica nominale totale superiore a 100 MW applicando una tecnologia di cogenerazione ad alto rendimento o da impianti che producono solo energia elettrica e che raggiungono un'efficienza energetica netta almeno pari al 36%;
 - k) l'energia elettrica è prodotta applicando la cattura e lo stoccaggio del CO₂ da biomassa

Articolo 6

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

L'articolo 6, comma 1, prevede che, **nelle centrali termoelettriche con potenza termica superiore a 300 MW, la realizzazione di sistemi di condensazione ad aria in impianti già dotati di sistemi di raffreddamento ad acqua, che non comporti incremento della potenza elettrica e che avvenga su superfici all'interno delle centrali esistenti**, costituisca **modifica non sostanziale** e sia subordinata alla sola **comunicazione preventiva** al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. In materia di **valutazione di impatto ambientale**, i medesimi interventi possono essere sottoposti alla procedura cd di *pre-screening*; analogamente, ai fini dell'**autorizzazione integrata ambientale**, le **modifiche** progettate sono **comunicate** all'autorità competente, la quale, ove lo ritenga necessario, aggiorna l'autorizzazione integrata ambientale o le relative condizioni, ovvero, se rileva che le modifiche progettate siano sostanziali, ne dà notizia al gestore per la presentazione di una nuova istanza di autorizzazione (comma 2). I suddetti interventi, infine, **non sono soggetti ad autorizzazione paesaggistica, se realizzati in sostituzione di volumi esistenti all'interno della medesima centrale termoelettrica** (comma 3).

L'articolo 6 reca **semplificazioni amministrative** ai fini della **realizzazione di sistemi di condensazione ad aria in impianti termoelettrici** già dotati di sistemi di raffreddamento ad acqua, che non comporti incremento della potenza elettrica e che avvenga su superfici all'interno delle centrali esistenti.

La relazione illustrativa osserva che la norma mira a preservare i livelli di sicurezza del sistema elettrico nazionale e, in particolare, la continuità nella produzione energetica, messa ormai sempre più frequentemente a rischio dalle situazioni di carenza della risorsa idrica in casi di siccità nonché dalle situazioni in cui, a causa delle elevate temperature, risulta più difficoltoso utilizzare la medesima risorsa idrica per il raffreddamento degli impianti rispettando i limiti di temperatura allo scarico. Al fine di risolvere tali problematiche, si ritiene indispensabile dotare le centrali a valore di sistemi di raffreddamento alternativi in grado di evitare o ridurre al minimo in consumo di acqua. Si tratta, in particolare, di realizzare condensatori ad aria in grado di risparmiare ingenti quantità di acqua di raffreddamento evitandone il prelievo dal mare o da acque interne.

L'articolo 6, comma 1, in particolare, prevede che, **nelle centrali termoelettriche con potenza termica superiore a 300 MW, la**

realizzazione di sistemi di condensazione ad aria in impianti già dotati di sistemi di raffreddamento ad acqua, che non comporti incremento della potenza elettrica e che avvenga su superfici all'interno delle centrali esistenti, costituisca **modifica non sostanziale** ai sensi dell'articolo 1, comma *2-bis*, secondo periodo, del D.L. n. 7/2002. Detti interventi, pertanto, sono **subordinati alla comunicazione preventiva al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica**, da effettuare almeno sessanta giorni prima della data di avvio dei lavori, **anziché all'autorizzazione unica** del medesimo ministero cui sono sottoposte le modifiche sostanziali.

Si ricorda che l'articolo 1, comma *2-bis* del D.L. n. 7/2002 qualifica come interventi di modifica sostanziale di impianto esistente, subordinati all'autorizzazione unica del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, quelli che producono effetti negativi e significativi sull'ambiente o una variazione positiva di potenza elettrica superiore al 5 per cento rispetto al progetto originariamente autorizzato. Dispone, quindi, che tutti gli altri interventi costituiscano modifica non sostanziale o ripotenziamento non rilevante e che la loro esecuzione sia subordinata alla sola comunicazione preventiva al Ministero dello sviluppo economico, da effettuare sessanta giorni prima della data prevista dell'intervento. Fa, in ogni caso, salvo il pagamento del contributo a copertura delle spese istruttorie previsto all'articolo 1, comma 110, della legge n. 239/2004.

La relazione illustrativa osserva che il comma 1 semplifica e accelera le procedure autorizzative per la sostituzione funzionale del sistema di raffreddamento in uso nelle centrali termoelettriche consentendo, tramite una semplificazione autorizzatoria, la realizzazione di sistemi alternativi o integrativi di raffreddamento tramite l'installazione di sistemi di condensazione ad aria. In particolare, poiché la realizzazione di tali sistemi ha natura di modifica non sostanziale, in quanto conforme ai requisiti di cui all'articolo 1, comma *2-bis* del D.L. n. 7/2002, (non producendo, quindi, impatti significativi e negativi sull'ambiente e non comportando, al contempo, una variazione positiva della potenza elettrica), si prevede che essa sia soggetta al procedimento semplificato disciplinato dal medesimo articolo 1, comma *2-bis* del D.L. n. 7/2002.

Il **comma 2** prevede che, **per i medesimi interventi**, il proponente, in ragione della presunta assenza di potenziali impatti ambientali significativi e negativi, abbia la **facoltà di richiedere**, ai sensi dell'articolo 6, commi 9 e *9-bis* del D.Lgs. n. 152/2006, all'autorità competente in materia di Valutazione di Impatto Ambientale, trasmettendo adeguati elementi informativi tramite apposite liste di controllo, una **valutazione preliminare al fine di individuare l'eventuale procedura di valutazione ambientale da avviare (cd *pre-screening* VIA)**. L'autorità competente, entro trenta giorni dalla presentazione della richiesta di valutazione preliminare, comunica al proponente l'esito delle proprie valutazioni, indicando se le modifiche, le estensioni o gli adeguamenti tecnici devono essere assoggettati a verifica di assoggettabilità a VIA, a VIA, ovvero a nessuna procedura di valutazione

ambientale. L'esito della valutazione preliminare e la documentazione trasmessa dal proponente sono tempestivamente pubblicati dall'autorità competente sul proprio sito internet istituzionale.

Con riguardo all'**autorizzazione integrata ambientale**, si applica l'articolo 29-*nonies* del D.Lgs. n. 152/2006, in base al quale **il gestore comunica le modifiche progettate dell'impianto all'autorità competente, la quale, ove lo ritenga necessario, aggiorna l'autorizzazione integrata ambientale o le relative condizioni**, ovvero, se rileva che le modifiche progettate siano sostanziali, ne dà notizia al gestore entro sessanta giorni dal ricevimento della comunicazione. Decorso tale termine, il gestore può procedere alla realizzazione delle modifiche comunicate. Qualora le modifiche progettate siano considerate sostanziali ai fini delle applicazioni delle disposizioni in materia di AIA, il gestore invia all'autorità competente una nuova domanda di autorizzazione.

Il comma 3 prevede, sempre con riguardo alla realizzazione nelle centrali termoelettriche con potenza termica superiore a 300 MW di sistemi di condensazione ad aria in impianti già dotati di sistemi di raffreddamento ad acqua, che non comporti incremento della potenza elettrica e che avvenga su superfici all'interno delle centrali esistenti, che detti interventi **non siano soggetti ad autorizzazione paesaggistica** ai sensi dell'articolo 146 del D.Lgs. n. 42/2004, **a condizione che siano realizzati in sostituzione di volumi esistenti all'interno della medesima centrale termoelettrica**. A tal fine, il proponente, con oneri a proprio carico, presenta al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e al Ministro della cultura, unitamente alla comunicazione preventiva per l'avvio dei lavori, una dichiarazione asseverata da un tecnico abilitato che attesti l'assenza di variazioni rispetto alla volumetria esistente.

Si rammenta che, di norma, invece, le modifiche non sostanziali ai sensi dell'articolo 1 del D.L. n. 7/2002 sono sottoposte ad autorizzazione paesaggistica, ove necessario.

Il comma 4 reca una **clausola di invarianza finanziaria**, prevedendo che dall'attuazione dell'articolo in commento non derivino nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

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

L'articolo 7 apporta alcune modifiche al [decreto legislativo n. 162 del 2011](#) al fine di colmare alcune lacune della **disciplina in materia di cattura e stoccaggio della CO2 (Carbon Capture and Storage - CCS)**, specificando alcuni aspetti rilevanti e propedeutici per **il rilascio di licenze o autorizzazioni allo stoccaggio di CO2**. In base agli elementi forniti dalla relazione illustrativa di accompagnamento del provvedimento in esame l'urgenza delle misure proposte deriva **dall'esigenza di perseguire gli obiettivi di decarbonizzazione al 2030** e di fornire quanto prima alle imprese con processi cosiddetti "*Hard To Abate*" (ed al settore termoelettrico a gas) strumenti efficaci ed efficienti di decarbonizzazione dei loro processi produttivi mettendole al riparo dal rischio di un aumento dei costi di produzione con connesse problematiche di competitività.

In particolare, al **comma 1, lettera a)**, viene inserita, all'art. 3, comma 1, del decreto legislativo n. 162 del 2011, la lettera *a-bis*), che reca la definizione dei **programmi sperimentali di stoccaggio geologico di CO2**, individuati come stoccaggio geologico che avviene, per un periodo di tempo limitato e a fini di sperimentazione, all'interno di giacimenti di idrocarburi esauriti situati nel mare territoriale e nell'ambito della zona economica esclusiva e della piattaforma continentale.

La **lettera b), numero 1), dello stesso comma 1** chiarisce che, anche in mancanza del piano aree di cui all'art. 7, comma 1, del decreto legislativo n. 162 del 2011, idonee allo stoccaggio geologico di CO2 nei giacimenti di idrocarburi esauriti off-shore, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, per questa tipologia di siti, possa rilasciare licenze di esplorazione, autorizzazioni a svolgere programmi sperimentali di stoccaggio geologico di CO2 e autorizzazioni allo stoccaggio geologico di CO2 secondo il quadro normativo di riferimento del sopra richiamato decreto legislativo n. 162 del 2011.

Il **numero 2)** della medesima lettera *b)*, invece, chiarisce che sono soggette a conferma solo le autorizzazioni rilasciate nelle more dell'adozione del Piano delle aree, mentre il **numero 3)** della medesima lettera *b)* modifica l'art. 7, comma 8, del decreto legislativo n. 162 del 2011, affiancando alle autorizzazioni allo stoccaggio, anche le autorizzazioni a svolgere programmi sperimentali di stoccaggio di CO2, per chiarire che qualora queste ultime siano rilasciate in aree già interessate da titoli minerari, il Ministero dell'ambiente e

della sicurezza energetica valuta la compatibilità dell'attività di stoccaggio con le attività già in essere.

Il **numero 4)** della medesima lettera *b)*, precisa che le relative previsioni si applicano allo stoccaggio di CO₂ anche nel caso in cui lo stesso avvenga nell'ambito di programmi sperimentali. La **lettera c)**, invece, interviene in materia di proroga delle concessioni.

La **lettera d)** del medesimo **comma 1** inserisce gli articoli 11-*bis* e 11-*ter* al decreto legislativo n. 162 del 2011 per disciplinare l'autorizzazione allo svolgimento di programmi sperimentali di stoccaggio di CO₂, prevedendo che le autorizzazioni allo svolgimento di tali programmi sono rilasciate ai soggetti richiedenti, dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, con procedimento unico, nel cui ambito viene acquisito ogni atto di assenso delle amministrazioni interessate, comprese le valutazioni ambientali e precisando che, qualora per lo stoccaggio geologico di CO₂ in siti idonei *off-shore*, a fini sperimentali, sia necessario realizzare o utilizzare infrastrutture a terra, la relativa autorizzazione è rilasciata previa intesa della regione territorialmente interessata.

Come per le autorizzazioni allo stoccaggio, i soggetti richiedenti sono tenuti a dimostrare di essere in possesso delle capacità tecniche, organizzative ed economiche necessarie allo svolgimento delle attività del programma sperimentale.

L'autorizzazione per i programmi sperimentali ha una durata massima di tre anni, prorogabile per un massimo di tre volte, con proroghe di durata non superiore a due anni ciascuna, documentando le operazioni svolte, le motivazioni che non hanno permesso di ultimare la sperimentazione nei tempi previsti e gli elementi che consentono di prevedere un risultato positivo della sperimentazione medesima, nonché il tempo ulteriormente necessario per completare la sperimentazione stessa.

Le disposizioni in commento prevedono, inoltre, che in caso di inosservanza delle prescrizioni autorizzatorie, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, secondo la gravità delle infrazioni, provveda alla diffida, con eventuale sospensione temporanea dell'attività di sperimentazione, del soggetto interessato, assegnando un termine entro il quale devono essere sanate le irregolarità

Per quanto attiene alla richiesta di autorizzazione, la domanda è pubblicata sul sito web del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica. Per il medesimo sito idoneo *off-shore*, una volta presentata istanza di programma sperimentale di stoccaggio, la stessa viene pubblicata e possono essere presentate ulteriori domande sulla stessa area entro 30 giorni dalla data della predetta pubblicazione. Il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica convoca un'apposita conferenza dei servizi ai sensi della legge n. 241 del 1990,

alla quale partecipano tutte le amministrazioni interessate e rilascia l'autorizzazione entro 120 giorni dalla data di presentazione della domanda o dal termine del periodo di concorrenza. Nel caso in cui, nell'ambito della conferenza dei servizi pervengano richieste di integrazioni documentali ovvero di chiarimenti da parte di un'amministrazione coinvolta in relazione ad aspetti di propria competenza, il soggetto interessato provvede a trasmettere le integrazioni ovvero i chiarimenti richiesti entro i successivi 30 giorni, con contestuale sospensione del termine del procedimento. La regione, ove previsto, rilascia l'intesa nel termine di 90 giorni dalla ricezione della domanda di autorizzazione che comprende ogni altra autorizzazione, approvazione, visto, nulla osta o parere, comunque denominati, previsti dalle norme vigenti, costituendo titolo a costruire e a esercitare tutte le opere e tutte le attività previste nel progetto approvato. Nel procedimento unico sono compresi, oltre alle autorizzazioni minerarie, tutti gli atti necessari alla realizzazione delle relative attività, quali giudizio di compatibilità ambientale, varianti agli strumenti urbanistici, dichiarazione di pubblica utilità dell'opera e apposizione del vincolo preordinato all'esproprio dei beni compresi nel complesso di stoccaggio, nonché l'intesa con la regione interessata nei casi previsti.

In caso di concorrenza, l'autorizzazione al programma sperimentale è rilasciata sulla base della valutazione tecnica della documentazione presentata, nonché tenuto conto del programma lavori presentato dal soggetto richiedente, del grado di compatibilità con le eventuali attività minerarie già in atto nella medesima area, delle modalità di svolgimento dei relativi programmi lavori, con particolare riferimento alla sicurezza e alla salvaguardia ambientale, dei tempi programmati e dei costi.

La **lettera e)** apporta modifiche all'art. 12 del d.lgs. 162/2011 prevedendo, al **numero 1)** che, come per chi ha fatto esplorazione, anche chi ha fatto sperimentazione di stoccaggio, effettuando pertanto investimenti, abbia la precedenza nell'ottenimento dell'autorizzazione finale allo stoccaggio di CO₂. Ciò a condizione che abbia portato a termine l'attività sperimentale di stoccaggio e che abbia presentato la domanda di autorizzazione definitiva durante il periodo di svolgimento del programma sperimentale. La domanda di autorizzazione definitiva all'attività di stoccaggio di CO₂ può essere pertanto presentata e istruita, con avvio del relativo procedimento, nelle more dello svolgimento del programma sperimentale, mentre l'autorizzazione finale sarà rilasciata, senza concorrenza, a condizione che sia ultimata la sperimentazione.

Il **numero 2) della stessa lettera e)** abroga il comma 8 del suddetto art. 12, il quale prevede che lo stoccaggio geologico di CO₂ per volumi complessivi di stoccaggio inferiori a 100.000 tonnellate effettuati ai fini di ricerca, sviluppo e sperimentazione di nuovi prodotti o processi, è autorizzato con procedure semplificate di cui al comma 12 dell'articolo 16 del medesimo decreto.

La **lettera f)** abroga il comma 2 dell'art. 13 del decreto legislativo n. 162 del 2011, in materia di stoccaggio "sperimentale" entro il limite di 100.000 tonnellate, dato che lo stesso è assimilato allo stoccaggio che avviene nel programma sperimentale disciplinato in ogni dettaglio dai nuovi art. 11-*bis* e 11-*ter*, descritti in precedenza.

La **lettera g)** modifica l'art. 16 del decreto legislativo n. 162 del 2011. In particolare: al **numero 1)** si conferma che la procedura di concorrenza non trova applicazione nei casi in cui siano già stati realizzati investimenti funzionali allo sviluppo del sito di stoccaggio, mediante svolgimento pregresso di programmi sperimentali di stoccaggio. Il **numero 2)** sostituisce il comma 8, eliminando il rinvio a successivi decreti e prevedendo che in caso di concorrenza, l'autorizzazione allo stoccaggio è rilasciata sulla base della valutazione tecnica della documentazione presentata, nonché tenuto conto del programma lavori presentato dal soggetto richiedente, del grado di compatibilità con le eventuali attività minerarie già in atto nella medesima area, delle modalità di svolgimento dei programmi lavori, con particolare riferimento alla sicurezza e alla salvaguardia ambientale, dei tempi programmati e dei costi. Il **numero 3)** abroga il comma 12 in quanto tratta di stoccaggio "sperimentale" sotto la soglia di 100.000 tonnellate assimilabile all'autorizzazione ai programmi sperimentali di stoccaggio disciplinati nel dettaglio dai nuovi articoli 11-*bis* e 11-*ter*.

La **lettera h)** inserisce all'art. 25 del decreto legislativo 162 del 2011 il comma 2-*bis*, il quale prevede che, nelle more della data di entrata in vigore del decreto ministeriale di cui al comma 2 del medesimo art. 25, l'entità della garanzia finanziaria sia definita in sede di rilascio dell'autorizzazione, secondo specifici criteri definiti dalla norma.

La **lettera i)** inserisce all'art. 27 del decreto legislativo n. 162 del 2011 il comma 2-*bis*, il quale prevede che nelle more dell'efficacia del decreto ministeriale di cui al comma 2 del medesimo art. 27, gli oneri derivanti dalle attività svolte ai sensi degli articoli 4 e 6, comma 1, nonché di quelle svolte dagli uffici del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica 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, sono 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.

La **lettera l)** apporta modifiche all'articolo 31 del decreto legislativo n. 162 del 2011; in particolare, il **numero 1)** inserisce al comma 1, dopo le parole "geologico di CO₂" le parole ", anche nell'ambito di programmi sperimentali"

e il **numero 2)** abroga il comma 2, che demanda a un decreto ministeriale la definizione dei contenuti e delle modalità di diffusione delle informazioni ambientali concernenti lo stoccaggio geologico di CO₂.

Il **comma 2** dispone che le modifiche di cui al comma 1 si applicano alle richieste per l'ottenimento delle licenze di esplorazione, alle domande di autorizzazione allo svolgimento di programmi sperimentali di stoccaggio geologico di CO₂, alle domande di autorizzazione allo stoccaggio geologico di CO₂ presentate successivamente alla data di entrata in vigore del decreto-legge.

Il **comma 3** stabilisce che entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del decreto-legge, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, anche avvalendosi di società aventi comprovata esperienza nei settori della cattura, trasporto e stoccaggio di CO₂, anche per gli aspetti relativi alla regolazione tecnica ed economica, predispone, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica, uno studio propedeutico: a) ad effettuare la ricognizione della normativa vigente relativa alla filiera *Carbon Capture, Utilization and Storage* (CCUS), nell'ottica di delineare un quadro di riferimento normativo funzionale all'effettivo sviluppo della filiera stessa, anche tenendo conto delle esperienze europee e internazionali in materia; b) ad elaborare schemi di regolazione tecnico-economica dei servizi di trasporto e stoccaggio della CO₂; c) ad elaborare schemi di regole tecniche per la progettazione, la costruzione, il collaudo, l'esercizio e la sorveglianza delle reti di trasporto, ivi incluse le reti per il trasporto della CO₂ dal sito di produzione, cattura e raccolta alle stazioni di pompaggio; d) ad effettuare analisi di fattibilità e di sostenibilità, anche sotto il profilo dei costi, dei processi di cattura della CO₂ per le diverse tipologie di utenza; e) ad individuare la platea di potenziali fruitori del servizio di trasporto e stoccaggio della CO₂ nell'ambito dei settori industriali *hard to abate* e termoelettrico; f) a definire le modalità per la remunerazione ed eventuali meccanismi di supporto per le diverse fasi della filiera della cattura trasporto utilizzo e stoccaggio della CO₂.

Il **comma 4** dispone che il decreto di cui all'articolo 28, comma 2, del decreto legislativo n. 162 del 2011, è adottato entro centottanta giorni dalla data di predisposizione dello studio di cui al comma 3 della disposizione in esame.

Il **comma 5** apporta modifiche all'articolo 52-*bis*, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327, precisando che per infrastrutture lineari energetiche si intendono altresì le condotte necessarie per il trasporto e funzionali per lo stoccaggio di biossido di carbonio.

Articolo 8

(Misure per lo sviluppo della filiera agli impianti eolici galleggianti in mare)

L'**articolo 8** prevede l'**individuazione, in due porti del Mezzogiorno**, previa acquisizione di manifestazioni di interesse presentate dalle Autorità di sistema portuale, **delle aree demaniali marittime da destinare** alla realizzazione di un **polo strategico nazionale nel settore** della progettazione, della produzione e dell'assemblaggio di piattaforme galleggianti e delle infrastrutture elettriche funzionali allo sviluppo della cantieristica navale per la produzione di **energia eolica in mare**.

L'**articolo 8** reca disposizioni finalizzate al raggiungimento dell'autonomia energetica nazionale e di sostegno agli investimenti nelle aree del Mezzogiorno mediante la **creazione di un polo strategico nazionale** nel settore della progettazione, della produzione e dell'assemblaggio di **piattaforme galleggianti** e delle **infrastrutture elettriche funzionali allo sviluppo della cantieristica navale per la produzione di energia eolica in mare**.

La relazione illustrativa precisa che l'articolo 8 reca disposizioni funzionali a creare il sostrato idoneo allo sviluppo di una filiera che conduca alla realizzazione e all'esercizio di impianti eolici flottanti in mare, promuovendo specifici investimenti nel Mezzogiorno d'Italia.

A tal fine, il **comma 1** prevede la pubblicazione, **entro il 9 gennaio 2024**, da parte del ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, di un **avviso** volto alla acquisizione di **manifestazioni di interesse per la individuazione, in due porti del Mezzogiorno rientranti nelle Autorità di sistema portuale, di aree demaniali marittime** con relativi specchi acquei esterni alle difese foranee, da destinare, 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 e delle infrastrutture elettriche funzionali allo sviluppo della cantieristica navale per la produzione di energia eolica in mare.

L'articolo 6 della **legge n. 84/1994** di riordino della legislazione in materia portuale, richiamato dal comma 1, istituisce quindici **Autorità di sistema portuale**. I **porti rientranti** nelle Autorità di sistema portuale sono indicati nell'Allegato A alla medesima legge¹¹.

¹¹ Di seguito le autorità di sistema portuale e i relativi porti indicati dal testo vigente dell'allegato A:

Si osserva che l'articolo 18, comma 1, della medesima legge n. 84/1994 prevede che l'Autorità di sistema portuale e, laddove non istituita, l'autorità marittima diano in concessione le aree demaniali e le banchine comprese nell'ambito portuale alle imprese per l'espletamento delle operazioni portuali, fatta salva l'utilizzazione degli immobili da parte di amministrazioni pubbliche per lo svolgimento di funzioni attinenti ad attività marittime e portuali. Il secondo periodo del comma 1, richiamato dal comma 1 dell'articolo 8 in commento, prevede che siano altresì sottoposte a concessione la realizzazione e la gestione di opere attinenti alle attività marittime e portuali collocate a mare nell'ambito degli **specchi acquei esterni alle difese foranee**, anch'essi da considerare a tal fine ambito portuale, purché **interessati dal traffico portuale e dalla prestazione dei servizi portuali, anche per la realizzazione di impianti destinati ad operazioni di imbarco e sbarco rispondenti alle funzioni proprie dello scalo marittimo.**

Le **manifestazioni di interesse sono presentate dalle Autorità di sistema portuale**, sentite le Autorità marittime competenti per i profili attinenti la sicurezza della navigazione, **entro trenta giorni** dalla data di pubblicazione del relativo avviso.

-
- Autorità di sistema portuale del Mar Ligure Occidentale - Porti di Genova, Savona e Vado Ligure.
 - Autorità di sistema portuale del Mar Ligure orientale - Porti di La Spezia e Marina di Carrara.
 - Autorità di sistema portuale del Mar Tirreno settentrionale - Porti di Livorno, Capraia, Piombino, Portoferraio, Rio Marina e Cavo.
 - Autorità di sistema portuale del Mar Tirreno centro-settentrionale - Porti di Civitavecchia, Fiumicino e Gaeta.
 - Autorità di sistema portuale del Mar Tirreno centrale - Porti di Napoli, Salerno e Castellamare di Stabia.
 - Autorità di sistema portuale dei mari Tirreno meridionale e Ionio - Porti di Gioia Tauro, Crotone (porto vecchio e nuovo), Corigliano Calabro, Taureana di Palmi, e Vibo Valentia.
 - Autorità di sistema portuale del Mare di Sardegna - Porti di Cagliari, Foxi-Sarroch, Olbia, Porto Torres, Golfo Aranci, Oristano, Portoscuso-Portovesme, Porto di Arbatax e Santa Teresa di Gallura (solo banchina commerciale).
 - Autorità di sistema portuale del Mare di Sicilia occidentale - Porti di Palermo, Termini Imerese, Porto Empedocle e Trapani, Porto Rifugio di Gela e Porto Isola di Gela, Porto di Licata nonché Porto di Sciacca.
 - Autorità di sistema portuale del Mare di Sicilia orientale - Porti di Augusta, Catania e Pozzallo.
 - Autorità di sistema portuale del Mare Adriatico meridionale - Porti di Bari, Brindisi, Manfredonia, Barletta, Monopoli e Termoli.
 - Autorità di sistema portuale del Mar Ionio - Porto di Taranto.
 - Autorità di sistema portuale del Mare Adriatico centrale - Porto di Ancona, Falconara, Pescara, Pesaro, San Benedetto del Tronto (esclusa darsena turistica), Ortona e Vasto.
 - Autorità di sistema portuale del Mare adriatico centro-settentrionale - Porto di Ravenna.
 - Autorità di sistema portuale del mare adriatico settentrionale - Porti di Venezia e Chioggia.
 - Autorità di sistema portuale del Mare Adriatico orientale - Porto di Trieste e Porto di Monfalcone.
 - Autorità di sistema portuale dello Stretto - Porti di Messina, Milazzo, Tremestieri, Villa San Giovanni, Reggio Calabria e Saline.

Il **comma 2** prevede, **entro centoventi giorni** dalla scadenza del termine per la presentazione delle manifestazioni di interesse, **l'individuazione** con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica e del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto, per gli aspetti di competenza, con il Ministro dell'economia e delle finanze, sentiti il Ministro della difesa, il Ministro per la protezione civile e le politiche del mare e le regioni territorialmente competenti, **delle aree demaniali** marittime da destinare 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 e delle infrastrutture elettriche funzionali allo sviluppo della cantieristica navale per la produzione di energia eolica in mare.

Il suddetto decreto individua anche:

- gli **interventi infrastrutturali da effettuare** nelle suddette aree, 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.

La relazione tecnica allegata al decreto-legge evidenzia che l'articolo 8 si pone **in conformità alla Strategia europea per le energie rinnovabili *off-shore*** (vedasi la [Risoluzione del Parlamento europeo del 16 febbraio 2022 su una strategia per le energie rinnovabili *offshore*](#)), 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”.

Articolo 9, commi da 1 a 4

(Misure in materia di infrastrutture di rete elettrica – portale digitale degli interventi di sviluppo e delle connessioni alla RTN)

L'**articolo 9** dispone e disciplina, ai **commi da 1 a 4**, la realizzazione da parte di **Terna S.p.A.**, entro il 7 giugno 2024, di un **Portale digitale** che consenta al **Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica**, al **Ministero della cultura**, all'**Arera** e alle **regioni e provincie autonome** l'accesso a dati e informazioni sugli **interventi di sviluppo della rete** elettrica di trasmissione nazionale e sulle **richieste di connessione**.

L'**articolo 9, comma 1** prevede che, entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del decreto legge (ossia **entro il 7 giugno 2024**), **Terna S.p.A.**, in qualità di gestore della rete elettrica di trasmissione nazionale, istituisca un **Portale digitale** dove sono riportati:

- a) i **dati** e le **informazioni**, inclusi quelli relativi alla **localizzazione**, degli **interventi di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN)**, nonché delle **richieste di connessione** alla medesima rete degli **impianti** di produzione di energia da **fonti rinnovabili**, dei sistemi di **accumulo** di energia e degli impianti di **consumo**;
- b) le **relazioni di monitoraggio sullo stato di avanzamento dei procedimenti di connessione** alla rete elettrica di trasmissione nazionale in prospettiva del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e al 2050, **predisposte da Terna**.

L'**articolo 9, comma 1**, quindi, prevede l'obbligo per Terna di realizzare il suddetto portale digitale e redigere relazioni di monitoraggio sullo stato di avanzamento dei procedimenti di connessione alla rete di trasmissione nazionale.

La norma è finalizzata a garantire la programmazione efficiente delle infrastrutture della rete elettrica di trasmissione nazionale, in coordinamento con lo sviluppo degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo di energia.

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

Attualmente, dati e informazioni in merito agli interventi di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale e alle richieste di connessione sono reperibili nel **Piano di sviluppo** che Terna è tenuta a predisporre **ogni due anni** ai sensi dell'articolo 36, comma 12 del **D.Lgs. n. 93/2011**. Detto piano, infatti, individua le linee di sviluppo degli **interventi** elettrici infrastrutturali da compiere nei **dieci anni successivi**, anche in risposta alle criticità e alle congestioni riscontrate o attese sulla rete, nonché gli **investimenti** programmati e i nuovi investimenti **da realizzare nel triennio successivo** e una **programmazione temporale** dei progetti di investimento, secondo quanto stabilito nella concessione per l'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica attribuita a Terna S.p.A..

L'articolo 36, comma 12, ultimo periodo, del D.Lgs. n. 93/11 prevede inoltre la presentazione, **ogni anno**, da parte di Terna S.p.A., al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e all'ARERA di un **documento sintetico degli interventi di sviluppo** della rete coerenti con il Piano di sviluppo **da compiere nei successivi tre anni e lo stato di avanzamento degli interventi inclusi nei precedenti piani**.

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

- degli interventi di realizzazione di **opere di sviluppo funzionali all'immissione e al ritiro dell'energia prodotta da una pluralità di impianti non inserite nei preventivi di connessione**;
- degli **interventi di potenziamento** della rete che risultano **necessari** per assicurare **l'immissione e il ritiro** integrale dell'energia prodotta dagli **impianti a fonte rinnovabile già in esercizio**.

La **convenzione annessa alla Concessione** rilasciata a Terna per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, da ultimo aggiornata con D.M. 15 dicembre 2010, all'articolo 9 precisa ulteriormente i contenuti che il piano di sviluppo, predisposto nel rispetto degli indirizzi formulati dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, deve contenere:

- a) un'analisi costi-benefici degli interventi e l'individuazione degli interventi prioritari, in quanto in grado di dare il massimo apporto alla sicurezza del sistema, allo sviluppo dello scambio con l'estero e alla riduzione delle congestioni;
- b) l'indicazione dei **tempi previsti di esecuzione e dell'impegno economico** preventivato;
- c) una **relazione sugli interventi effettuati nel corso dell'anno precedente** con l'indicazione delle cause delle mancate realizzazioni o dei ritardi, dei tempi effettivi di realizzazione e dell'impegno economico sostenuto;
- d) un impegno della Concessionaria a conseguire un **piano minimo di realizzazioni nel periodo di riferimento**, con indicatori specifici di risultato, in particolare per quanto riguarda la riduzione delle congestioni;

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

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

Si rammenta che il disegno di legge annuale per il mercato e la concorrenza 2022, già approvato in prima lettura dal Senato della Repubblica e attualmente all'esame della Camera dei deputati, prevede, all'articolo 1, modifiche alla disciplina del procedimento di approvazione del piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale. In particolare, le disposizioni fissano il termine di conclusione dell'iter di approvazione dei piani di sviluppo e alcuni termini endoprocedimentali. Per un esame delle modifiche ivi previste all'articolo 36, commi 12 e 13 del D.Lgs. n. 93/11, che riguardano soprattutto i termini per l'esame e l'approvazione del suddetto piano, si rinvia al relativo [dossier](#).

Il **comma 2** prevede **l'accesso al Portale** da parte del **Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica**, del **Ministero della cultura**, dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (**ARERA**), nonché delle **regioni** e delle province autonome di Trento e Bolzano.

Il **comma 3** affida la **gestione e l'aggiornamento** del Portale a **Terna S.p.A.**

Il **comma 4**, infine, affida **all'ARERA** il compito, su proposta di Terna S.p.A., di disciplinare le **modalità di funzionamento** del Portale e la **copertura dei costi** sostenuti per le attività di realizzazione, gestione e aggiornamento del medesimo portale.

Si rammenta, a tal proposito, che i servizi di rete sono attualmente remunerati attraverso il meccanismo tariffario. La tariffa TRAS, in particolare, applicata a tutti i clienti finali, ad eccezione delle utenze domestiche in bassa tensione, copre i costi per il trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale.

Articolo 9, commi da 5 a 9
(Misure in materia di infrastrutture di rete elettrica – semplificazioni per i progetti smart grid previsti dal PNRR)

L'articolo 9, ai commi da 5 a 9, prevede che, **fino al 31 dicembre 2026**, la **realizzazione delle cabine primarie e degli elettrodotti fino a 30 kV**, prevista nell'ambito di **progetti** ammessi ai finanziamenti di cui all'Investimento 2.1, Componente 2, Missione 2, del **PNRR**, nonché la realizzazione delle **opere accessorie** indispensabili all'attuazione dei progetti stessi, siano **sottoposti a semplice denuncia di inizio lavori, a meno che non sussistano vincoli** ambientali, paesaggistici, culturali o imposti dalla normativa eurounitaria ovvero occorra l'acquisizione della **dichiarazione di pubblica utilità** o l'autorizzazione in **variante agli strumenti urbanistici**. In questi casi, i suddetti interventi sono sottoposti ad un'autorizzazione unica, secondo le norme regionali applicabili, rilasciata a valle di una **conferenza di servizi semplificata**, nel corso della quale le **amministrazioni hanno trenta giorni per esprimersi**. L'istanza di autorizzazione unica si intende comunque **accolta qualora, entro novanta giorni** dalla data di presentazione della medesima, **non sia stato comunicato un provvedimento di diniego** ovvero **non sia stato espresso un dissenso motivato**, da parte di **un'amministrazione preposta alla tutela paesaggistico-territoriale o dei beni culturali**.

L'articolo 9, comma 5, prevede l'applicazione, in via transitoria, **fino al 31 dicembre 2026**, di una **disciplina autorizzatoria semplificata** (disposta ai commi successivi) **per la realizzazione delle cabine primarie e degli elettrodotti**, senza limiti di estensione e **fino a 30 kV**, prevista **nell'ambito di progetti di rafforzamento delle smart grid finanziati** nell'ambito del **PNRR** (vedi box *infra*), nonché per la **realizzazione delle opere accessorie** indispensabili all'attuazione dei progetti stessi. Ciò, si precisa, al fine di conseguire gli obiettivi di smartizzazione delle infrastrutture di rete del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR).

È comunque fatta salva l'applicazione di regimi più favorevoli eventualmente previsti dalla vigente normativa regionale o provinciale.

• **L'investimento 2.1, Componente 2, Missione 2 del PNRR, per il rafforzamento delle smart grid**

L'investimento 2.1, Componente 2, Missione 2, infatti, stanZIA 3,61 miliardi di euro per il rafforzamento delle *smart grid*. L'obiettivo della misura è digitalizzare le infrastrutture di rete, per abilitare e accogliere l'aumento ad almeno 4.000 MW di produzione da fonti rinnovabili, convertire all'elettrificazione dei consumi almeno 1.500.000 utenti (es. mobilità elettrica, riscaldamento con pompe di calore) e aprire nuovi scenari in cui potranno avere un ruolo anche i *prosumer*, i consumatori-produttori di energia. Gli interventi saranno attuati per circa il 40% nelle regioni del Sud Italia (Campania, Basilicata, Puglia, Calabria e Sicilia) e contribuiranno ad aumentare la coesione sociale ed economica del Paese.

Sono destinatari della misura gli operatori del sistema di distribuzione - DSO. La misura prevede come obiettivo ultimo l'elettrificazione dei consumi di almeno 1,5 milioni di abitanti e, come obiettivi intermedi: l'aggiudicazione di tutti gli appalti pubblici per incrementare la capacità di rete entro fine 2022, l'aumento di almeno 1.000 MW della capacità di rete per la distribuzione di energia rinnovabile entro la fine del 2024 e di almeno 4.000 MW entro il 30 giugno 2026.

Ai fini dell'attuazione della misura, è stato adottato il [D.M. n. 146/2022](#), recante i "Criteri e le modalità per la realizzazione dell'investimento M2C2 – I 2.1". Il decreto destina i 3,61 miliardi dell'investimento ai concessionari del servizio pubblico di distribuzione di energia elettrica sull'intero territorio nazionale, sotto forma di contributo a fondo perduto al 100% dei costi ammissibili per la realizzazione di interventi sia sulla rete elettrica che sui suoi componenti *software*.

Il 22 giugno 2022, sul sito del Ministero è stato pubblicato l'[avviso pubblico n. 119/2022](#) per la presentazione di proposte progettuali di costruzione, adeguamento, e potenziamento di infrastrutture per le reti intelligenti (*smart grid*).

A fronte di una dotazione finanziaria di 3,61 miliardi euro sono stati presentati dai concessionari della rete elettrica di distribuzione 27 progetti per un importo complessivo di circa 4 miliardi di euro.

Il 14 novembre 2022 è stato pubblicato dal Ministero il [decreto direttoriale n. 274](#) di nomina della Commissione di valutazione.

Il 23 dicembre 2022 è stato adottato il [Decreto Direttoriale n. 426](#) della Direzione Generale Incentivi Energia di approvazione degli elenchi dei 22 progetti ammessi al Bando *smart grid*.

Nello specifico, il **comma 6** subordina, di norma, la costruzione e l'esercizio delle opere e delle infrastrutture di cui di cui sopra alla semplice presentazione di una **denuncia di inizio lavori** (DIL) alle regioni o alle province autonome almeno **trenta giorni prima dell'effettivo inizio dei lavori**.

Il ricorso alla DIL è ammesso a condizione che sia acquisito il **consenso** dei **proprietari** delle aree interessate e che **non sussistano vincoli** ambientali, paesaggistici, culturali o imposti dalla normativa eurounitaria.

Dalla lettura del testo, si evince che una terza condizione è rappresentata dalla **compatibilità urbanistica delle opere**.

La DIL, infatti, deve essere corredata dal **progetto definitivo** e da una **relazione** attestante, oltre all'assenza di vincoli ambientali, paesaggistici, culturali o imposti dalla normativa eurounitaria, anche la conformità e la compatibilità delle opere e delle infrastrutture da realizzare con gli strumenti pianificatori approvati e il non contrasto con quelli adottati nonché ai regolamenti edilizi vigenti. La relazione, inoltre, deve attestare il rispetto della normativa in materia di elettromagnetismo di protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici, in materia di gestione delle terre e rocce da scavo e in materia di progettazione, costruzione ed esercizio delle linee elettriche e delle norme tecniche per le costruzioni.

Il **comma 7**, a complemento di quanto previsto al comma 6, disciplina i **casi in cui non siano soddisfatte una o più condizioni che consentono altrimenti il ricorso a DIL**. Riguarda, quindi, le ipotesi in cui:

- sussistano vincoli ambientali, paesaggistici, culturali o imposti dalla normativa eurounitaria ovvero
- occorra l'acquisizione della dichiarazione di pubblica utilità (propedeutica, si rammenta, all'adozione di un decreto di esproprio, che si rende necessario nei casi in cui non sia stato acquisto il consenso del proprietario alla cessione dell'area interessata o alla costituzione su di essa di una servitù) ovvero
- occorra l'autorizzazione in variante agli strumenti urbanistici esistenti.

In tali casi, la realizzazione delle cabine primarie e degli elettrodotti fino a 30 kV, prevista nell'ambito di progetti di rafforzamento delle *smart grid* finanziati nell'ambito del PNRR (vedi box *supra*), nonché la realizzazione delle opere accessorie indispensabili all'attuazione dei progetti stessi, avviene a seguito del rilascio di **un'autorizzazione unica**, secondo quanto previsto dalla vigente normativa regionale o provinciale, ma nel rispetto di alcuni principi comuni stabiliti dal medesimo comma 7, ossia:

- il ricorso alla **conferenza di servizi semplificata**, in modalità asincrona;

Ai sensi dell'articolo 14-*bis*, comma 7 della legge n. 241/1990, invece, l'amministrazione procedente ha la facoltà di convocare direttamente la conferenza di servizi simultanea se lo ritiene necessario in ragione della particolare complessità della determinazione da assumere. L'articolo 9 comma 5, in esame, prevede, analogamente a quando già disposto dall'articolo 14-*bis*, comma 1, un termine di dieci giorni per l'avvio della conferenza di servizi.
- l'obbligo per le amministrazioni coinvolte di rilasciare le **determinazioni** di competenza **entro il termine di trenta giorni**, fatto salvo il rispetto della normativa eurounitaria;

Ai sensi dell'articolo 14-*bis*, comma 2, let. *c*), invece, il termine è stabilito dall'amministrazione precedente e non può essere superiore a quarantacinque giorni o a novanta giorni, se sono coinvolte amministrazioni preposte alla tutela ambientale, paesaggistico-territoriale, dei beni culturali, o alla tutela della salute dei cittadini. L'articolo 9, comma 7, lettera *a*) del decreto-legge in esame prevede che, decorso il termine di trenta giorni senza che l'amministrazione si sia espressa, la determinazione si intende rilasciata positivamente e senza condizioni. Ad ogni modo, l'articolo 14-*bis*, comma 4 della legge n. 241/1990 già prevede che la mancata comunicazione della determinazione entro il termine equivalga ad assenso senza condizioni.

- qualora l'amministrazione precedente abbia acquisito **atti di assenso con condizioni e prescrizioni che richiedono modifiche sostanziali alla decisione** oggetto della conferenza, la convocazione **entro** i successivi **quindici giorni** di una **riunione telematica** di tutte le amministrazioni coinvolte, per procedere, **entro** il termine perentorio di **dieci giorni** dalla convocazione della riunione telematica, all'adozione della **determinazione motivata conclusiva** della conferenza di servizi.

L'articolo 14, comma 5 della legge n. 241, applicabile anche ai progetti compresi nell'ambito di applicazione della norma in commento, prevede l'adozione della determinazione motivata di conclusione positiva della conferenza, qualora siano stati acquisiti esclusivamente atti di assenso non condizionato o recanti condizioni e prescrizioni che possano essere accolte senza necessità di apportare modifiche sostanziali alla decisione oggetto della conferenza. Nel caso sia stato acquisito uno o più atti di dissenso che si ritiene non superabili, l'amministrazione precedente adotta la determinazione di conclusione negativa della conferenza.

Fuori dei casi di cui sopra, si applica – di norma – il successivo comma 6, che prevede lo svolgimento di una riunione della conferenza in forma simultanea e in modalità sincrona, da tenersi (la data è indicata già al momento dell'indizione della conferenza di servizi) entro dieci giorni dalla scadenza del termine per l'espressione delle determinazioni nell'ambito della conferenza di servizi semplificata. L'articolo 14-*ter*, nel disciplinare dettagliatamente lo svolgimento della conferenza di servizi simultanea, prevede sia svolta “ove possibile” anche in via telematica e indica in quarantacinque giorni o, qualora siano coinvolte amministrazioni preposte alla tutela ambientale, paesaggistico-territoriale, dei beni culturali e della salute dei cittadini, novanta giorni.

Pertanto, rispetto alla disciplina generale prevista dalla legge n. 241/1990, a fronte di un lieve differimento del termine per la convocazione della riunione in forma simultanea e in modalità sincrona, la norma in commento si differenzia prevedendo come necessaria la modalità telematica di svolgimento della riunione e riducendo da novanta (o quarantacinque) a dieci giorni il termine per l'adozione della determinazione motivata conclusiva della conferenza di servizi qualora si renda necessario lo svolgimento di una riunione in forma simultanea.

Il **comma 8** prevede che l'istanza di autorizzazione unica si intenda comunque accolta qualora, entro **novanta giorni** dalla data di presentazione dell'istanza medesima, **non** sia stato comunicato un **provvedimento di diniego ovvero** non sia stato espresso un **dissenso congruamente motivato**, da parte di un'amministrazione preposta alla tutela **paesaggistico-territoriale o dei beni culturali**.

In tal caso, l'amministrazione precedente è tenuta, su richiesta del soggetto interessato, a **rilasciare**, in via telematica, un'attestazione circa l'intervenuto rilascio dell'autorizzazione unica. Decorsi inutilmente dieci giorni dalla sua richiesta, l'attestazione è sostituita da una dichiarazione del soggetto interessato ai sensi dell'articolo 47 del decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445.

Nei casi, invece, di **dissenso congruamente motivato** da parte di una o più delle amministrazioni coinvolte nel procedimento, ove **non sia stata adottata la determinazione** conclusiva della conferenza di servizi **dopo dieci giorni dalla convocazione della riunione telematica**, il **Presidente della regione, su istanza del soggetto interessato, assume la determinazione** motivata conclusiva della conferenza dei servizi **entro** il termine di **quindici giorni** dalla ricezione della predetta istanza, direttamente o mediante un commissario *ad acta*.

Si osserva che il primo periodo disciplina i casi in cui, entro novanta giorni dalla presentazione dell'istanza, non sia stato comunicato un provvedimento di diniego ovvero non sia stato espresso un dissenso congruamente motivato, da parte di un'amministrazione preposta alla tutela paesaggistico-territoriale o dei beni culturali, prevedendo come conseguenza il suo accoglimento. Il quarto periodo, invece, fa riferimento ai casi in cui non sia stata adottata una determinazione conclusiva della conferenza di servizi entro dieci giorni dalla convocazione della riunione telematica, nei casi di dissenso congruamente motivato da parte di una o più delle amministrazioni coinvolte nel procedimento.

Nei casi in cui sia un'amministrazione diversa da quelle preposte alla tutela paesaggistico-territoriale o dei beni culturali ad esprimere un dissenso congruamente motivato, parrebbero applicabili sia il primo che il quarto periodo, giacché il quarto periodo non riguarda solo il caso in cui sia stato espresso un dissenso congruamente motivato da parte di un'amministrazione preposta alla tutela paesaggistico-territoriale o dei beni culturali.

Il **comma 9** prevede che, su richiesta del soggetto interessato, le disposizioni di semplificazione in commento possano applicarsi anche alle **procedure in corso** alla data di entrata in vigore del decreto-legge, ossia **al 10 dicembre 2023**.

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

L'**articolo 10** contiene alcune disposizioni volte a finanziare dei progetti di realizzazione di sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento.

In particolare il **comma 1** dell'articolo in esame assegna delle **risorse finanziarie ai progetti finalizzati alla realizzazione di nuovi sistemi di teleriscaldamento ovvero di teleraffrescamento o all'ammodernamento di sistemi esistenti.**

Nello specifico si tratta dei progetti contenuti nell'elenco di cui all'Allegato 1 del decreto del [Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica n. 435 del 2022](#), qualora gli stessi progetti non risultino finanziabili a valere sulle risorse di cui all'Investimento 3.1 "*Sviluppo di sistemi di teleriscaldamento*", Missione 2 "*Rivoluzione Verde e Transizione Ecologica*", Componente 3 "*Efficienza Energetica e Riqualificazione degli Edifici*", del PNRR.

A tale proposito è utile ricordare come il decreto ministeriale sopra citato aveva approvato le graduatorie dei progetti ammessi a finanziamento a valere sull'avviso pubblico del Ministero della transizione ecologica del 28 luglio 2022, n. 94, finalizzato alla selezione di proposte progettuali per lo sviluppo di sistemi di teleriscaldamento da finanziare nell'ambito della sopra citata misura del PNRR.

Tuttavia, a seguito dell'*assessment* condotto sulla terza rata del PNRR, la Commissione europea ha disposto che solamente 14 progetti sui 29 approvati sono compatibili con il principio *Do No Significant Harm* (DNSH), in quanto solo alcune delle reti di teleriscaldamento oggetto di intervento sono totalmente alimentate da fonti rinnovabili, con al più impianti di *back-up* alimentati da fonti fossili. Alla luce di tale decisione si è comunque ritenuto - come emerge dagli elementi contenuti nella relazione illustrativa di accompagnamento del provvedimento - di considerare gli altri progetti non finanziabili con le risorse del PNRR comunque meritevoli di finanziamento in quanto pienamente rispettosi dei requisiti richiesti dalla normativa europea e statale sull'efficienza energetica e, più in generale, in ragione del contributo che potranno offrire nel percorso di mitigazione delle emissioni di gas serra legate al settore della climatizzazione degli edifici.

Le risorse complessivamente stanziare sono pari a 96.718.200 euro per l'anno 2023.

Alla copertura finanziaria si provvede mediante corrispondente utilizzo di quota parte dei proventi derivanti dalle aste CO2 di cui [all'articolo 23 del decreto legislativo n. 47 del 2020](#), maturati nell'anno 2022, di competenza

del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, già versati all'entrata del bilancio dello Stato.

Il **comma 2**, invece, 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, sia 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*.

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

L'**articolo 11** reca numerose modifiche alla disciplina per l'individuazione del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi da realizzare nell'ambito del Parco Tecnologico. La maggior parte di tali modifiche è finalizzata a disciplinare un procedimento alternativo, a quello attualmente previsto per l'individuazione del sito del Deposito (che si basa sulla redazione di una Carta nazionale delle aree idonee - CNAI), che prevede la presentazione di autocandidature e, sulla base di queste, la predisposizione di una Carta nazionale delle aree autocandidate (CNAA).

In relazione alle modifiche introdotte, la relazione illustrativa evidenzia che “sommando le tempistiche previste dal decreto legislativo 15 febbraio 2010, n. 31 (come modificato dalla disposizione in esame, con specifico riferimento all'articolo 27), incluse quelle relative alla procedura di VAS (della durata di circa 5 mesi), l'adozione del decreto di approvazione della CNAA, da parte dei Ministri competenti, avverrà entro massimo 12 mesi dalla data di entrata in vigore del decreto-legge. In questa eventualità, le successive fasi procedurali risulteranno notevolmente semplificate nonché facilitate, in quanto si passerà direttamente al raggiungimento dell'intesa delle Regioni nel cui territorio ricadono le aree autocandidate, o del Ministero della difesa in relazione alle strutture militari, alle indagini tecniche su tali aree. In alternativa, in assenza di autocandidature, o nel caso che le medesime non siano risultate idonee, il decreto di approvazione della CNAI avverrà entro massimo 9 mesi. L'iter procedurale proseguirà, quindi, come già previsto dall'articolo 27 del d.l.gs. n. 31 del 2010, con tempistiche attese tuttavia ragionevolmente più lunghe in ragione della necessità preventiva di raggiungere l'intesa con le regioni o i territori interessati”.

Di seguito si illustra il dettaglio delle disposizioni.

Disciplina del Parco Tecnologico (lett. a)

La lettera a) reca alcune novelle all'articolo 25 del D.Lgs. 31/2010, che disciplina il Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi da realizzare nell'ambito del Parco Tecnologico. In particolare le novelle riguardano il comma 2 dell'articolo 25, ove sono elencate le attività da svolgere nel Parco tecnologico.

La modifica operata dal **numero 1)** della lettera in esame è volta a precisare che, **tra le attività connesse alla gestione dei rifiuti radioattivi e**

del combustibile irraggiato **da svolgere nel Parco tecnologico rientra** – oltre alla caratterizzazione, il trattamento, il condizionamento e lo stoccaggio, già previsti dal testo previgente – **anche lo smaltimento**.

Il successivo **numero 2)** novella la parte del comma 2 – ove si prevede che **nel Parco tecnologico sono svolte** tutte le attività di ricerca, di formazione e di sviluppo tecnologico connesse alla gestione dei rifiuti radioattivi e alla radioprotezione – al fine di precisare che sono **altresì incluse le attività di ricerca, di formazione e di sviluppo tecnologico connesse agli interventi descritti nel programma di incentivazione** di cui alla lettera *e-ter*) del comma 1 dell'articolo 26, introdotta dalla lettera b) del comma 1 dell'articolo in esame.

Compiti attribuiti alla Sogin S.p.A. (lett. b))

La **lettera b)** reca una serie di modifiche all'articolo 26 del D.Lgs. 31/2010, che disciplina i compiti attribuiti alla Sogin S.p.A.

Il **numero 1)** di tale lettera prevede una modifica di carattere formale (al numero 1.1)) e una modifica di carattere integrativo al comma 1 dell'articolo 26. Tale integrazione (recata dal **numero 1.2)**) consiste nell'aggiunta di una nuova lettera *e-ter*) che **attribuisce alla Sogin S.p.A. il compito di predisporre**, entro 30 giorni dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, **un programma degli interventi oggetto di misure premiali e delle relative misure premiali a vantaggio delle comunità territoriali ospitanti il Parco tecnologico** e lo trasmette al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) che lo approva entro i successivi trenta giorni.

Il **numero 2)** della lettera in esame, che introduce nell' articolo 26 un nuovo comma *1-bis*, prevede una autorizzazione di spesa di **1 milione di euro annui a decorrere dall'anno 2024** finalizzata al **riconoscimento di misure premiali** sulla base del programma poc'anzi menzionato (previsto dalla lettera *e-ter* del comma 1 dell'articolo 26).

Viene altresì disciplinata la **copertura degli oneri** relativi (pari a 1 milione di euro annui a decorrere dal 2024), prevedendo che agli stessi si provvede:

- quanto a 1 milione di euro per l'anno 2024, mediante corrispondente riduzione delle proiezioni dello stanziamento del fondo speciale di parte corrente iscritto, ai fini del bilancio triennale 2023-2025, nell'ambito del programma «Fondi di riserva e speciali» della missione «Fondi da ripartire» dello stato di previsione del Ministero dell'economia e delle finanze per l'anno 2023, allo scopo parzialmente utilizzando l'accantonamento relativo al MASE;

- e, quanto a 1 milione di euro annui a decorrere dall'anno 2025, mediante corrispondente riduzione del Fondo per far fronte ad esigenze indifferibili previsto dall' articolo 1, comma 200, della legge 190/2014.

Nuova procedura per l'individuazione dell'area destinata ad ospitare il Parco Tecnologico (lett. c))

La **lettera c)** reca una serie di modifiche all' articolo 27 del D.Lgs. 31/2010, finalizzate a modificare la disciplina per l'individuazione dell'area destinata ad ospitare il Parco Tecnologico.

Il **numero 1)** di tale lettera prevede una modifica di carattere formale, volta a introdurre l'acronimo CNAI accanto alla denominazione "Carta nazionale delle aree idonee" già prevista dal testo previgente.

Il **numero 2)** introduce una serie di disposizioni (nuovi commi da *5-bis* a *5-septies* dell'articolo 27) finalizzate a disciplinare la presentazione di autocandidature ad ospitare il Parco tecnologico.

Le disposizioni in esame hanno una finalità analoga a quelle recate dalla [proposta di legge C. 492](#), all'esame della VIII Commissione della Camera.

Presentazione delle autocandidature (comma *5-bis* dell'articolo 27)

Il comma *5-bis* dell'articolo 27 prevede che **il MASE pubblica** sul proprio sito istituzionale **l'elenco delle aree presenti nella proposta di CNAI**.

Si valuti l'opportunità di introdurre un termine temporale per la pubblicazione in questione.

Entro i successivi 30 giorni, possono presentare la propria autocandidatura a ospitare sul proprio territorio il Parco tecnologico e chiedere al MASE e alla Sogin S.p.A. di avviare una rivalutazione del territorio stesso, al fine di verificarne l'eventuale idoneità:

- gli **enti territoriali** le cui aree non sono presenti nella proposta di CNAI;
- il **Ministero della difesa** per le strutture militari interessate;
- gli enti territoriali le cui aree sono presenti nella proposta di CNAI.

Elenco delle autocandidature e valutazione delle stesse (comma *5-ter* dell'articolo 27)

Il comma *5-ter* dispone che, nel caso di presentazione di autocandidature entro il termine previsto, **il MASE redige un elenco delle autocandidature** medesime e lo trasmette alla Sogin S.p.A.

Entro i 30 giorni successivi, la **Sogin S.p.A. procede alle valutazioni di competenza** e trasmette le relative risultanze all'autorità di regolamentazione competente.

Si ricorda che, ai sensi dell'articolo 6 del D.Lgs. 45/2014, "l'autorità di regolamentazione competente in materia di sicurezza nucleare e di radioprotezione è l'Ispettorato nazionale per la sicurezza nucleare e la radioprotezione (ISIN)".

Entro 30 giorni dalla ricezione delle risultanze citate, l'**ISIN** provvede a esprimere il proprio **parere** e a trasmetterlo al MASE e alla Sogin S.p.A.

Proposta di Carta nazionale delle aree autocandidate - CNAA (comma 5-*quater* dell'articolo 27)

Il comma 5-*quater* dispone che, **entro 30 giorni** dalla ricezione del parere dell'ISIN (previsto dal comma precedente), la **Sogin S.p.A.**, tenuto conto del parere medesimo, **predispone una proposta di Carta nazionale delle aree autocandidate (CNAA)**, contenente l'ordine di idoneità delle aree ivi incluse, e la trasmette al MASE.

Valutazione ambientale strategica della proposta di CNAA o CNAI (comma 5-*quinquies* dell'articolo 27)

Il comma 5-*quinquies* dispone che, **entro 30 giorni** dalla ricezione della proposta di CNAA, il **MASE**, con il supporto tecnico della Sogin S.p.A., **avvia**, per la proposta stessa, **la procedura di valutazione ambientale strategica (VAS)**.

Si ricorda che la disciplina della VAS è contenuta nel titolo II della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (Codice dell'ambiente).

In caso di mancata presentazione di autocandidature entro il termine previsto, il MASE, entro i 30 giorni successivi alla scadenza del termine stesso, **avvia la procedura di VAS sulla proposta di CNAI**.

Aggiornamento della proposta di CNAA o CNAI (comma 5-*sexies* dell'articolo 27)

Il comma 5-*sexies* prevede che **entro i 30 giorni** successivi alla conclusione della procedura di VAS, la **Sogin S.p.A.**, **aggiorna la proposta di CNAA o di CNAI** e il relativo ordine di idoneità, tenendo conto delle risultanze della procedura medesima.

La proposta aggiornata è poi trasmessa al MASE, che richiede il parere tecnico all'ISIN.

Parere dell'ISIN (comma 5-*septies* dell'articolo 27)

Il comma 5-*septies* prevede che **entro 30 giorni** dalla richiesta di parere inoltrata dal MASE, l'ISIN esprime il proprio parere tecnico sulla proposta di CNAA o di CNAI e lo trasmette al MASE.

Approvazione della CNAI o della CNAА (numero 3) della lettera c)

Il **numero 3.1)** della lettera c) in esame riscrive il primo periodo del comma 6 dell'articolo 27 – che nel testo previgente disciplina l'approvazione con apposito decreto ministeriale della CNAI – al fine di tener conto della proposta di CNAА, nonché di adeguare la norma alle nuove competenze e ai nuovi organi.

Il nuovo testo previsto dalla disposizione in esame prevede quindi che:

- con apposito decreto ministeriale è **approvata la CNAА o la CNAI, con il relativo ordine di idoneità;**
- tale **decreto** è emanato dal **Ministro dell'ambiente** e della sicurezza energetica, e non dal Ministro dello sviluppo economico (in virtù del trasferimento di competenze operato dal D.L. 22/2021 e della ridenominazione operata dal D.L. 173/2022); viene invece confermato il concerto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, mentre è eliminato il riferimento all'Agenzia per la sicurezza nucleare essendo la medesima stata soppressa (v. articolo 21, comma 13, del D.L. 201/2011).

Il **numero 3.2)** interviene sul secondo periodo del comma 6 dell'articolo 27 – che nel testo previgente disciplina la pubblicazione della CNAI – al fine di precisare che in alternativa alla CNAI potrà essere pubblicata la CNAА.

Procedura per la localizzazione del sito del Parco Tecnologico da seguire in caso di approvazione della CNAА in luogo della CNAI (n. 4) della lett. c)

Il numero 4) inserisce disposizioni (nuovi commi *6-bis* e *6-ter* dell'articolo 27 del D.Lgs. 31/2010) finalizzate a disciplinare la procedura per la localizzazione del sito del Parco Tecnologico da seguire in caso di approvazione della CNAА in luogo della CNAI.

Il **comma 6-bis** dell'articolo 27 dispone che, **entro 30 giorni dall'approvazione della CNAА, la Sogin S.p.A. avvia** con le regioni e gli enti locali delle aree incluse nella CNAА medesima, nonché con il Ministero della difesa in relazione alle strutture militari, **trattative bilaterali finalizzate all'insediamento del Parco tecnologico.**

Con specifico protocollo di accordo, sottoscritto nel corso delle citate trattative, **sono individuati gli interventi descritti nel programma di incentivazione** – di cui alla lettera *e-ter*) del comma 1 dell'articolo 26 (v. *supra*) – che beneficiano di misure premiali nel rispetto delle quantificazioni economiche di cui al comma *1-bis* del medesimo articolo 26.

A conclusione del procedimento, il MASE acquisisce l'intesa:

- delle regioni nel cui territorio ricadono le aree autocandidatate;
- o del Ministero della difesa in relazione alle strutture militari.

Il **comma 6-ter** dell'articolo 27 dispone che, **con riferimento a ciascuna area oggetto di intesa** ai sensi del comma precedente, nell'ordine di idoneità di cui al comma 6 e fino all'individuazione dell'area ove ubicare il sito del Parco tecnologico, **la Sogin S.p.A. effettua, entro 15 mesi dal perfezionamento dell'intesa, le indagini tecniche** nel rispetto delle modalità definite dall'Agenzia. L'Agenzia vigila sull'esecuzione delle indagini tecniche, ne esamina le risultanze finali ed esprime al MASE **parere vincolante sulla idoneità del sito proposto**.

In esito alle indagini tecniche, la Sogin S.p.A. formula una **proposta di localizzazione** al MASE.

Si osserva che il riferimento all'Agenzia (che ai sensi delle definizioni recate dall'articolo 2 del D.Lgs. 31/2010 è da intendersi all'Agenzia per la sicurezza nucleare), non appare corretto, in quanto tale Agenzia è stata soppressa dall'articolo 21, comma 13, del D.L. 201/2011.

Modifiche alla procedura per la localizzazione del sito del Parco Tecnologico da seguire in assenza di autocandidature (n. 5) della lett. c))

Il **numero 5.1)** riscrive i primi tre periodi del comma 7 dell'articolo 27 del D.Lgs. 31/2010, che nel testo vigente disciplinano le manifestazioni di interesse da parte di regioni ed enti locali inclusi nella CNAI approvata.

Le novità introdotte con la riscrittura in esame consistono:

- nella precisazione che la procedura prevista dal comma 7 si applica solo in assenza di autocandidature o nel caso che le medesime non siano risultate idonee;
- nella riduzione da 60 a 5 giorni del termine, decorrente dall'approvazione della CNAI, entro il quale la Sogin S.p.A. invita le regioni e gli enti locali nel cui territorio ricadono le aree idonee alla localizzazione del Parco tecnologico a comunicare il loro interesse a ospitare il Parco stesso e avvia trattative bilaterali finalizzate al suo insediamento;
- nell'introduzione di una disposizione (analoga a quella prevista dal nuovo comma 6-bis dell'articolo 27, v. *supra*) volta a precisare che, con specifico protocollo di accordo, sottoscritto nel corso delle trattative succitate, sono individuati gli interventi descritti nel programma di incentivazione – di cui alla lettera e-ter) del comma 1 dell'articolo 26 (v. *supra*) – che beneficiano di misure premiali nel rispetto delle quantificazioni economiche di cui al comma 1-bis del medesimo articolo 26;
- nella soppressione della disposizione secondo cui, in caso di assenza di manifestazioni d'interesse, la Sogin S.p.A. promuove trattative bilaterali con tutte le regioni nel cui territorio ricadono le aree idonee.

Il **numero 5.2)** modifica il riferimento al “livello di priorità”, presente nel quarto periodo del comma 7 dell'articolo 27, al fine di riferire la disposizione

all'ordine di idoneità delle aree idonee per le quali sono siglati protocolli di accordo.

Modifiche di coordinamento e aggiornamento (lett. c), n. 6), e lett. d))

Il numero 6) della lettera c) modifica il comma 8 dell'articolo 27 al fine di coordinarlo con le modifiche operate ai commi precedenti.

La lettera d) è volta a precisare che ogni riferimento al Ministero o al Ministro dello sviluppo economico e al Ministero o al Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare è da intendersi al Ministero o al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, al fine di tener conto del trasferimento di competenze operato dal D.L. 22/2021 e della ridenominazione operata dal D.L. 173/2022.

• ***Le norme e l'attività parlamentare sul Deposito dei rifiuti radioattivi***

La disciplina vigente relativa al deposito nazionale dei rifiuti radioattivi

Il [D.Lgs. n. 31/2010](#) detta la disciplina dei sistemi di stoccaggio del combustibile irraggiato e dei rifiuti radioattivi, nonché in materia di benefici economici, a norma dell'articolo 25 della L. n. 99/2009. Ai sensi dell'articolo 2, comma 1, lett. e), del D.Lgs. 31/2010, il "**Deposito nazionale**" è il sito nazionale destinato allo smaltimento a titolo definitivo dei rifiuti radioattivi a bassa e media attività, derivanti da attività industriali, di ricerca e medico-sanitarie e dalla pregressa gestione di impianti nucleari, e all'immagazzinamento, a titolo provvisorio di lunga durata, dei rifiuti ad alta attività e del combustibile irraggiato provenienti dalla pregressa gestione di impianti nucleari.

A norma dell'articolo 25, comma 1, del D.Lgs. n. 31/2010, sono soggetti alle disposizioni del Titolo III del medesimo decreto la **localizzazione, la costruzione e l'esercizio del Deposito nazionale nell'ambito del Parco Tecnologico**. Il comma 2 prevede che il Parco Tecnologico è dotato di strutture comuni per i servizi e per le funzioni necessarie alla gestione di un sistema integrato di attività operative, di ricerca scientifica e di sviluppo tecnologico, di infrastrutture tecnologiche per lo svolgimento di attività connesse alla gestione dei rifiuti radioattivi e del combustibile irraggiato.

Il comma 3 dell'articolo 25 attribuisce alla **SOGIN S.p.A.** il **compito di realizzare il Parco Tecnologico e in particolare il Deposito Nazionale e le strutture tecnologiche di supporto** con i fondi provenienti dalla componente tariffaria che finanzia le attività di competenza.

Il comma 1 dell'articolo 27 del D.Lgs. n. 31/2010 stabilisce, a sua volta, che la SOGIN S.p.A. definisce una proposta di **Carta nazionale delle aree potenzialmente idonee (CNAPI) alla localizzazione del Parco Tecnologico**, proponendone contestualmente un ordine di idoneità sulla base di caratteristiche tecniche e socio-ambientali delle suddette aree, nonché un progetto preliminare per la realizzazione del Parco stesso.

La [proposta di CNAPI](#) (attualmente oggetto, peraltro, di revisione, v. *infra*) è stata trasmessa da SOGIN S.p.A. al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica il 15 marzo 2022.

L'articolo 12-*bis* del [D.L. 183/2020](#) (c.d. milleproroghe) è intervenuto sulle disposizioni dettate dall'articolo 27 del D.Lgs. 31/2010, che disciplinano la **fase successiva alla pubblicazione della CNAPI**, al fine di disporre un **differimento dei termini** previsti. È stato infatti differito da 60 a 180 giorni il termine - decorrente dalla pubblicazione della proposta di CNAPI – per la formulazione di osservazioni sulla proposta di Carta nazionale da parte delle regioni, degli enti locali e dei soggetti portatori di interessi qualificati, e da 120 a 240 giorni il termine, anch'esso decorrente dalla medesima pubblicazione, entro il quale la SOGIN S.p.A. promuove un Seminario nazionale sul Parco tecnologico.

Gli indirizzi del Parlamento approvati nella scorsa legislatura

Con l'approvazione delle [mozioni 1-00414 e abbinate](#), avvenuta nella seduta del 13 aprile 2021, si è impegnato il Governo, tra l'altro:

- ad adottare iniziative per assicurare che tutte le fasi procedurali in cui si articola la scelta dei siti idonei e l'individuazione del sito ove ubicare il Parco tecnologico siano caratterizzate dalla concertazione e condivisione con le regioni, i territori e le comunità locali interessate, nel rispetto dei principi di trasparenza, leale collaborazione e cooperazione istituzionale, prevedendo una tempistica adeguata che tenga conto della complessità della materia e dell'impatto della pandemia sulla operatività delle strutture amministrative (punto 1);
- ad informare preventivamente il Parlamento sugli esiti della consultazione pubblica e sulle scelte dei Ministri interessati per la definitiva approvazione della Carta nazionale delle aree idonee (CNAI), nonché riguardo all'individuazione dei previsti benefici economici e di sviluppo territoriale connessi alla realizzazione delle opere; ad esplicitare le intese raggiunte con le regioni interessate e gli enti locali coinvolti, nonché la corretta esecuzione delle fasi di chiusura e post chiusura dell'impianto nel rispetto delle prescrizioni emesse nel «periodo di controllo istituzionale», presentando a tal fine una relazione annuale alle Camere (punto 2);
- a valutare l'accoglimento delle eventuali manifestazioni di interesse pervenute dai comuni e dagli enti territoriali che intendono ospitare il deposito unico dei rifiuti radioattivi, purché vengano rispettati i criteri di esclusione e approfondimento già in vigore (punto 18).

Elementi di informazione e impegni risultanti dai recenti atti di sindacato ispettivo

In risposta all'[interrogazione 5/00182](#), nella seduta del 25 gennaio 2023 il rappresentante del Governo ha ricordato che "la procedura di localizzazione del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi incluso in un Parco Tecnologico (DNPT) è di primario interesse per il Paese. La necessità di dotarsi di tale infrastruttura non scaturisce soltanto dall'esigenza di assicurare un'idonea gestione in sicurezza dei rifiuti derivanti dal pregresso programma nucleare, anche a tutela delle future generazioni, e il completamento del processo di disattivazione delle installazioni con il rilascio dei siti senza vincoli di natura radiologica (*decommissioning*), ma anche dall'oggettiva necessità di assicurare una gestione di lungo termine dei rifiuti radioattivi di origine medica, industriale e di ricerca, la cui produzione proseguirà negli anni a venire,

attualmente stoccati in siti non idonei allo smaltimento e comunque spesso già al limite della propria capacità. I depositi temporanei presenti in ogni sito, infatti, pur rispettando i requisiti di sicurezza previsti dalla loro autorizzazione all'esercizio, non possono essere considerati la sistemazione finale dei rifiuti radioattivi. Solo una struttura come il Deposito nazionale potrà difatti garantire lo smaltimento in sicurezza dei rifiuti radioattivi a bassa e media attività e lo stoccaggio in sicurezza di lunga durata dei rifiuti ad alta attività e del combustibile irraggiato, provenienti dalla pregressa gestione di impianti nucleari. L'iter procedurale di realizzazione del DNPT, complesso e articolato in più fasi, è definito nel dettaglio all'articolo 27 del decreto legislativo n. 31 del 2010, dove sono stabiliti i tempi, i passaggi istituzionali e la documentazione tecnica da produrre, a partire dalla localizzazione fino all'autorizzazione unica per la sua costruzione ed esercizio. La **proposta di Carta Nazionale delle Aree Idonee (CNAI)**, citata dall'onorevole interrogante e trasmessa al Ministero della transizione ecologica (MiTE) in data 15 marzo 2022, a valle di interlocuzioni tecniche tra la SOGIN e l'Ispettorato nazionale per la sicurezza nucleare e la radioprotezione (ISIN), è stata aggiornata in data 17 giugno 2022. Successivamente, il 28 ottobre 2022 le strutture preposte del Ministero, in assenza del necessario riscontro da parte dell'ISIN sulla proposta di CNAI, hanno chiesto al medesimo Ispettorato di conoscere la tempistica di presentazione del parere tecnico di competenza. Suddetto parere risulta vincolante per la successiva emanazione del decreto interministeriale di approvazione della CNAI, ai fini della prosecuzione del procedimento di localizzazione del DNPT, ai sensi dell'articolo 27, comma 6, del decreto legislativo suddetto. Il parere tecnico ISIN è stato pertanto ricevuto da questo Ministero l'11 novembre. Gli esiti delle attività di verifica hanno tuttavia fatto emergere una valutazione positiva solo parziale della proposta di CNAI, evidenziando la **necessità di integrazioni e valutazioni** circa l'applicazione di alcuni dei criteri di esclusione o di approfondimento adottati dalla SOGIN riguardo ad alcune delle aree potenzialmente idonee. Rilevando l'opportunità di giungere al superamento di tutte le criticità evidenziate dall'ISIN in via preliminare rispetto all'emanazione del suddetto decreto interministeriale, in data 30 dicembre 2022 è stato chiesto alla SOGIN di effettuare le integrazioni richieste, e quindi trasmettere nel più breve tempo possibile una proposta di CNAI conforme alle richieste dell'ISIN, **al fine di consentire l'approvazione della CNAI verosimilmente entro il corrente anno**. In seguito all'approvazione e alla pubblicazione della CNAI, l'iter per la localizzazione del DNPT proseguirà come definito dal decreto legislativo n. 31 del 2010. Ipotizzando l'esito positivo di tutte le fasi procedurali, particolarmente complesse e dipendenti da un insieme di fattori – quale l'acquisizione di manifesto interesse ed autocandidatura da parte dei comuni incidenti nelle aree idonee ad ospitare il Deposito – e al netto di eventuali ricorsi, l'emissione del provvedimento di autorizzazione unica del DNPT potrebbe avvenire nel 2026 e la sua messa in esercizio nel 2030. Si evidenzia, infine, che la realizzazione del DNPT costituisce altresì parte integrante delle tappe significative del «Programma Nazionale per la gestione del combustibile nucleare esaurito e dei rifiuti radioattivi», così come definito dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 30 ottobre 2019. Inoltre, atteso che il parere di compatibilità ambientale relativo a detto Programma richiede che venga effettuata specifica Valutazione ambientale strategica (VAS) sul DNPT, si precisa che la tempistica ipotizzata per il procedimento che porterà all'emissione del provvedimento di autorizzazione unica del DNPT considera altresì il compimento della procedura di VAS. Infine, qualora riguardo l'intesa con le regioni ad ospitare il Deposito non si

verificasse una intesa immediata, si configurerebbe l'attivazione di specifiche procedure disciplinate dal decreto legislativo n. 31 del 2010 causando uno slittamento delle date di conclusione delle diverse fasi, fino a 12 mesi".

Nella risposta all'[interrogazione 5-00958](#), resa nella seduta della VIII Commissione del 9 giugno 2023, il rappresentante del Governo ha ribadito, con riferimento alla conclusione delle procedure per la realizzazione del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi incluso in un Parco tecnologico, che "sono in corso gli ultimi aggiornamenti e integrazioni alla Carta nazionale delle aree idonee (CNAI) da parte della Sogin" e che "in seguito all'approvazione e alla pubblicazione della CNAI, l'*iter* per la localizzazione del DNPT proseguirà, auspicabilmente in termini celeri, secondo quanto previsto dal decreto legislativo n. 31 del 2010".

Si ricorda inoltre che nella [seduta dell'Assemblea della Camera del 9 maggio 2023](#) sono state discusse, e in parte approvate, mozioni concernenti iniziative in materia energetica nel quadro del raggiungimento degli obiettivi di neutralità climatica, con particolare riferimento all'energia nucleare. In particolare con la [mozione 1-00098](#) si è impegnato il Governo "ad adottare iniziative volte a procedere alla localizzazione e realizzazione del deposito nazionale per i rifiuti radioattivi, al fine di consentire lo smaltimento in totale sicurezza di tutti quelli prodotti in Italia, evitando di prolungare ulteriormente il loro stoccaggio in numerosi depositi temporanei sparsi sul territorio e permettere il rimpatrio dei rifiuti attualmente custoditi all'estero con notevole risparmio di denaro pubblico" e con la [mozione 1-00122](#) "a concludere il programma, già avviato, per l'individuazione di un sito unico per i rifiuti nucleari sia di intensità bassa e media sia, in fase intermedia, per gli stessi rifiuti ad alta intensità, al fine di favorire la messa in sicurezza dei territori...".

L'attività parlamentare in corso

E' all'esame dell'VIII Commissione (Ambiente) della Camera, in sede referente, la [proposta di legge n. 492](#) recante "Modifica all'articolo 27 del decreto legislativo 15 febbraio 2010, n. 31, in materia di procedimento per l'individuazione dell'area destinata alla realizzazione del Parco tecnologico e del Deposito nazionale dei rifiuti radioattivi a bassa e media intensità".

Nell'ambito dell'esame di tale proposta di legge, la Commissione Ambiente ha svolto alcune [audizioni informali](#).

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

L'**articolo 12** attribuisce all'**ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile)** il compito di istituire un **registro delle diverse tipologie di moduli fotovoltaici**, suddiviso in tre sezioni in base alle specifiche caratteristiche territoriali e qualitative, al fine di realizzare una mappatura dei prodotti disponibili sul mercato.

Come noto il **fotovoltaico** rappresenta una delle tecnologie chiave per il raggiungimento degli obiettivi della **decarbonizzazione del sistema energetico, dell'indipendenza energetica e della transizione verde** fissati dal Green Deal europeo e dal Piano REPowerEU.

Dato il ruolo strategico che i sistemi fotovoltaici assumeranno nel processo di transizione energetica, in quanto destinati a divenire la fonte di energia rinnovabile in più rapida crescita, è essenziale che tutti i moduli fotovoltaici installati nell'UE siano prodotti in modo rispettoso dell'ambiente, all'insegna dei più elevati standard di sostenibilità sociale e *governance*.

A tal proposito, la disposizione in esame intende realizzare una più completa mappatura dei prodotti e delle tecnologie disponibili sul mercato attraverso l'istituzione di un apposito registro.

Più nel dettaglio, il **comma 1** dell'articolo in esame affida all'ENEA il compito di istituire e curare la tenuta del registro, composto da tre diverse sezioni, in cui sono iscritti, su istanza del produttore o del distributore interessato, i prodotti che rispondono ai seguenti requisiti di carattere territoriale e qualitativo:

- moduli fotovoltaici prodotti negli Stati membri dell'Unione europea con un'efficienza a livello di modulo almeno pari al 21,5%;
- moduli fotovoltaici con celle, prodotti negli Stati membri dell'Unione europea con un'efficienza a livello di cella almeno pari al 23,5%;
- moduli prodotti negli Stati membri dell'Unione europea composti da celle bifacciali ad eterogiunzione di silicio o tandem prodotte nell'Unione europea con un'efficienza di cella almeno pari al 24,0%.

Il **comma 2** della disposizione in esame prevede che l'ENEA, sentiti il Ministero delle imprese e del *Made in Italy* e il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, definisca e pubblichi sul proprio sito istituzionale, entro 30 giorni dall'entrata in vigore del decreto legge, le modalità di invio

della richiesta di inserimento nel registro dei prodotti in possesso dei requisiti previsti dal comma 1, fornendo altresì la documentazione da presentare ai fini dell'iscrizione.

Al **comma 3** si prevede che l'ENEA pubblichi sul proprio sito istituzionale l'elenco dei prodotti, dei produttori e dei distributori che hanno ottenuto l'inserimento nel registro. Ai fini dell'iscrizione, la stessa Agenzia può procedere a controlli documentali e prestazionali sui prodotti indicati come rientranti nelle categorie di cui alle tre sezioni del registro.

Gli eventuali oneri derivanti da tali controlli sono posti a carico dei richiedenti l'iscrizione.

Il **comma 4** è relativo agli oneri finanziari, e stabilisce che l'ENEA provveda all'attuazione della disposizione in esame nei limiti delle risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente e, comunque, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

Articolo 13 ***(Rifinanziamento del Fondo italiano per il clima)***

L'**articolo 13** rfinanzia il Fondo italiano per il clima in misura pari a 200 milioni di euro per l'anno 2024 per gli interventi di cui all'articolo 1, comma 489, della legge 30 dicembre 2021, n. 234 (a norma del quale il Fondo può intervenire, in conformità alla normativa dell'UE, attraverso l'assunzione di capitale di rischio, la concessione di finanziamenti in modalità diretta o indiretta e il rilascio di garanzie).

L'**articolo 13** dispone il **rifinanziamento del Fondo italiano per il clima**, istituito dall'articolo 1, comma 488, della L. n. 234/2021 (legge di bilancio per il 2022) in misura pari a **200 milioni di euro per l'anno 2024** per gli interventi di cui all'articolo 1, comma 489, della medesima legge n. 234/2021 (consistenti in operazioni di assunzione di capitale di rischio, concessione di finanziamenti e rilascio di garanzie).

Si ricorda che i commi da 488 a 497 dell'articolo 1 della legge di bilancio 2022 (L. 234/2021) hanno istituito un fondo rotativo, denominato "Fondo italiano per il clima" (FIC), con una dotazione pari a 840 milioni di euro per ciascuno degli anni dal 2022 al 2026 e di 40 milioni a partire dal 2027.

Il Fondo italiano per il clima è destinato al finanziamento di interventi a favore di soggetti privati e pubblici, volti a contribuire al raggiungimento degli obiettivi stabiliti nell'ambito degli accordi internazionali sul clima e sulla tutela ambientale dei quali l'Italia è parte. Il comma 488 della legge di bilancio 2021 dispone, tra l'altro, che con uno o più decreti ministeriali sono stabiliti le condizioni, i criteri e le modalità per l'utilizzo delle risorse del Fondo. In attuazione di tale disposizione, la disciplina di dettaglio del FIC è stata emanata con il [D.M. 21 ottobre 2022](#).

Il comma 488-*bis* (inserito dall'articolo 45, comma 2-*bis*, del D.L. 13/2023) prevede che le risorse del FIC sono impignorabili.

Con la disposizione in esame la dotazione per l'anno 2024 è rfinanziata di 200 milioni di euro (e quindi portata complessivamente a 1.040 milioni di euro) per gli interventi indicati dal comma 489 dell'articolo 1 della citata L. n. 234/2021. Tale ultima disposizione prevede che il FIC può intervenire, in conformità alla normativa dell'UE, attraverso: a) l'assunzione di capitale di rischio, mediante fondi di investimento o di debito o fondi di fondi, o altri organismi o schemi di investimento, anche in forma subordinata se l'iniziativa è promossa o partecipata da istituzioni finanziarie di sviluppo bilaterali e multilaterali o da istituti nazionali di promozione; b) la concessione di finanziamenti in modalità diretta o indiretta mediante istituzioni finanziarie, anche in forma subordinata se effettuati mediante istituzioni finanziarie europee, multilaterali e sovranazionali, istituti nazionali di promozione o fondi multilaterali di sviluppo; c) il rilascio di garanzie, anche di portafoglio, su esposizioni di istituzioni finanziarie, incluse istituzioni finanziarie europee, multilaterali e sovranazionali, nonché altri soggetti terzi autorizzati all'esercizio del

credito, di fondi multilaterali di sviluppo e di fondi promossi o partecipati da istituzioni finanziarie di sviluppo bilaterali e multilaterali e da istituti nazionali di promozione.

Si ricorda inoltre che il comma 493 dispone che il FIC è gestito dalla Cassa depositi e prestiti Spa sulla base di apposita convenzione da stipulare con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Ai sensi del primo periodo del comma 494 – al fine di contribuire al raggiungimento degli obiettivi del Fondo italiano per il clima, affiancandone l'operatività e potenziandone la capacità d'impatto – la Cassa depositi e prestiti Spa può intervenire sia nell'esercizio delle proprie funzioni di istituzione abilitata a svolgere compiti di esecuzione dei fondi e delle garanzie di bilancio dell'UE, nonché di altri fondi multilaterali, sia mediante l'impiego delle risorse della gestione separata, con interventi di finanziamento sotto qualsiasi forma, inclusi l'assunzione di capitale di rischio e di debito ed il rilascio di garanzie, anche mediante il cofinanziamento di singole iniziative. Il secondo periodo del comma 494 (di cui viene peraltro disposta l'abrogazione dall'articolo 88, comma 17, del disegno di legge di bilancio per il 2024, attualmente all'esame del Senato) prevede che le esposizioni della Cassa depositi e prestiti Spa a valere sulle risorse della gestione separata di cui al periodo precedente possono beneficiare della garanzia del Fondo ai sensi del comma 489 secondo criteri, condizioni e modalità stabiliti con apposito decreto ministeriale (non ancora adottato).

Per assicurare la *governance* del FIC sono istituiti (dal comma 496 dell'articolo 1 della legge di bilancio 2022) due organi interministeriali: il Comitato di indirizzo e il Comitato direttivo. La disciplina di tali organi è stata adottata con il [D.M. 21 ottobre 2022](#), come modificato dal [D.M. 15 giugno 2023](#).

Il secondo periodo della disposizione in esame reca la norma di copertura finanziaria, prevedendo che all'onere di cui al primo periodo si provvede mediante corrispondente riduzione dell'autorizzazione di spesa di cui all'articolo 27, comma 17, del D.L. n. 34/2020.

Il comma 17 dell'articolo 27 del D.L. 34/2020 dispone che ai fini degli apporti di cui al comma 2 (ossia gli apporti di beni e rapporti giuridici del Ministero dell'economia e delle finanze al Patrimonio Destinato costituito dalla Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. ai sensi e per le finalità di cui alla medesima disposizione), è autorizzata per l'anno 2020 l'assegnazione a CDP di titoli di Stato, nel limite massimo di 44 miliardi di euro, appositamente emessi ovvero, nell'ambito del predetto limite, l'apporto di liquidità.

Articolo 14

(Disposizioni urgenti in materia di procedure competitive e di tutela dei clienti domestici nel mercato al dettaglio dell'energia elettrica)

L'articolo 14, comma 1, stanziava un milione di euro nel 2024 per lo svolgimento di **campagne informative sulla cessazione del servizio di maggior tutela** nel settore elettrico.

Al **comma 2**, trasferisce al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica la competenza ad approvare i progetti proposti da ARERA e finanziati a valere sul **fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori** di energia elettrica, gas e del servizio idrico integrato, alimentato dalle sanzioni irrogate dalla medesima autorità.

Il **comma 3** disciplina il **servizio di vulnerabilità**, prevedendo che esso sia erogato ai clienti vulnerabili da operatori individuati tramite procedure competitive alle condizioni stabilite dall'ARERA e che l'approvvigionamento centralizzato dell'energia elettrica all'ingrosso sia affidato ad Acquirente Unico.

Il **comma 4** abroga la norma che prevedeva l'inserimento di una **clausola sociale** nell'affidamento del servizio a tutele graduali per la continuità occupazione del personale impiegato nei *contact center* del servizio di maggior tutela, disponendo, tuttavia, che **le imprese che esercitano il servizio di maggior tutela continuino ad avvalersi dei servizi di contact center sino** alla conclusione delle procedure di **individuazione dei fornitori del servizio di vulnerabilità, ferma restando la scadenza naturale dei contratti, se anteriore.**

Il **comma 5** prevede che **l'addebito diretto autorizzato dal cliente per la fatturazione nell'ambito della maggior tutela valga anche per il subentro del fornitore del servizio a tutele graduali o di vulnerabilità.**

Il **comma 6** dispone che l'ARERA provveda ad adottare i provvedimenti necessari ad assicurare lo svolgimento delle procedure di aggiudicazione del servizio a tutele graduali, assegnando un termine **tra il 9 e il 10 gennaio 2024** per la **presentazione delle offerte da parte degli operatori**, al fine di garantire un'adeguata informazione preventiva dell'utenza domestica nonché la più ampia partecipazione degli operatori economici.

Il **comma 7** prevede che **Acquirente Unico monitori le condizioni di fornitura di energia elettrica** praticate nei confronti dei clienti domestici nonché la corretta **applicazione delle condizioni del servizio da parte degli esercenti il servizio a tutele graduali** e che **l'ARERA trasmetta alle Commissioni parlamentari competenti, con cadenza annuale, una relazione** contenente gli esiti del suddetto monitoraggio.

L'articolo 14, comma 1, autorizza la spesa di **un milione di euro** per il 2024 per la promozione, da parte del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica promuova, tramite di Acquirente unico S.p.A. e per un periodo non superiore a dodici mesi, di specifiche **campagne informative sulla cessazione del servizio di maggior tutela** nel settore elettrico.

Ciò al fine di prevenire ingiustificati aumenti dei prezzi e alterazioni delle condizioni di fornitura di energia elettrica in esito alle procedure competitive per l'assegnazione del servizio a tutele gradualmente per i clienti domestici senza fornitore di energia elettrica, nonché di assicurare un'adeguata informazione dei clienti domestici, inclusi i clienti vulnerabili, in ordine alle conseguenze derivanti dalla cessazione del servizio di maggior tutela e dall'avvio del servizio a tutele gradualmente.

Resta fermo quanto previsto dall'articolo 22, comma 6 del D.Lgs. n. 164/2000, di attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, che prevede l'istituzione, da parte dell'ARERA, anche avvalendosi dell'Acquirente unico S.p.A., di sportelli unici al fine di mettere a disposizione dei **clienti del servizio di fornitura di gas** tutte le informazioni necessarie concernenti i loro diritti, la normativa in vigore e le modalità di risoluzione delle controversie di cui dispongono.

Ai relativi oneri, si provvede mediante corrispondente riduzione del Fondo istituito dall'articolo 1, comma 200, della legge n. 190/2014 per far fronte ad esigenze indifferibili che si manifestano nel corso della gestione.

• *La cessazione del servizio di maggior tutela*

La **legge 4 agosto 2017, n. 124** (Legge annuale per il mercato e la concorrenza) ha previsto, all'articolo 1, comma 60, la **cessazione dell'efficacia del regime dei prezzi regolati del mercato elettrico** istituito dall'articolo 35, comma 2 del D.Lgs. n. 93/2011 per i clienti finali civili e le imprese connesse in bassa tensione con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore ai 10 milioni di euro che non scelgano un fornitore sul mercato libero.

Tale regime cd "servizio di maggior tutela", ai sensi dell'articolo 1, comma 2 del D.L. n. 73/2007, prevede che il servizio elettrico sia erogato dall'impresa di distribuzione, anche attraverso apposite società di vendita, ma che la funzione di approvvigionamento sia svolta da Acquirente Unico S.p.A..

Nel 2017, anno in cui è stata approvata la legge annuale per il mercato e la concorrenza, erano già passate al mercato libero il 38,8 per cento delle utenze domestiche e il 50,8 per cento delle altre utenze in bassa tensione.

Il completamento della liberalizzazione del segmento *retail* del mercato elettrico concorre all'attuazione del PNRR (Riforma M2C1-7). Nel PNRR si legge, in particolare, che "in materia di vendita di energia elettrica occorre completare il processo di piena liberalizzazione nel settore previsto per il 2023,

attraverso l'adozione di regole finalizzate ad assicurare un passaggio consapevole e trasparente al mercato libero da parte della clientela domestica e delle microimprese, anche seguendo il modello già adottato per il servizio a tutele graduali, fissando tetti alla quota di mercato, e potenziando la trasparenza delle bollette per garantire maggiore certezza ai consumatori”.

La legge n. 124/2017 stabiliva inizialmente un unico termine a decorrere dal quale sarebbe cessato il regime dei prezzi regolati per dette imprese e clienti civili, fissato al 1° gennaio 2019.

Detto termine è stato successivamente più volte prorogato e da ultimo fissato al 1° gennaio 2021 per le piccole imprese ed al 1° gennaio 2023 per le micro imprese e i clienti domestici (art. 12, comma 9-*bis* del D.L. n. 183/2020).

Per piccola impresa si intende un'impresa che occupa meno di 50 persone e realizza un fatturato annuo oppure un totale di bilancio annuo non superiore a 10 milioni di euro, mentre per microimpresa si intende un'impresa che occupa meno di 10 persone e realizza un fatturato annuo oppure un totale di bilancio annuo non superiore a 2 milioni di euro (articolo 2, numeri 6) e 7) della direttiva (UE) n. 2019/944). L'articolo 1, comma 60 della legge n. 124/2017 ha per altro previsto che l'ARERA definisse un livello di potenza contrattualmente impegnate quale criterio identificativo in aggiunta a tali criteri. Detto limite di potenza è stato individuato con Deliberazione 24 novembre 2020, n. 491/2020/R/eel in 15 kW.

Per i clienti domestici, tuttavia, il servizio di maggior tutela continua ad applicarsi, secondo gli indirizzi definiti con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, nelle more dello svolgimento delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio di vendita a tutele graduali, da concludersi entro il 10 gennaio 2024, come stabilito dall'art. 16-*ter*, commi 1 e 2 del D.L. n. 152/2021.

Il medesimo comma 60 dell'articolo 1 della legge n. 124/2017, infatti, prevede l'istituzione, con provvedimenti dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA), di un **servizio a tutele graduali** per accompagnare i clienti finali nel passaggio al mercato libero dopo la rimozione della tutela di prezzo. Detto servizio è **erogato da operatori selezionati attraverso specifiche procedure competitive ai clienti che non hanno scelto un venditore sul mercato libero, per garantire comunque la continuità della fornitura di energia elettrica.**

L'articolo 1, comma 60-*bis* della legge 4 agosto 2017, n. 124 ha rinviato ad un decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, da adottarsi sentite l'ARERA e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e previo parere delle Commissioni parlamentari competenti, la definizione delle modalità e dei criteri per un ingresso consapevole dei clienti finali nel mercato, tenendo altresì conto della necessità di garantire la concorrenza e la pluralità di fornitori e di offerte nel libero mercato.

Alla norma è stata data attuazione con [decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica del 18 maggio 2023](#), che stabilisce, quindi, le modalità di ingresso consapevole dei clienti domestici non vulnerabili nel mercato libero e di assegnazione dell'STG.

Il decreto prevede – in vista della cessazione del regime di maggior tutela - la promozione, da parte del Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica, di **campagne informative istituzionali** destinate ai clienti domestici **attraverso una pluralità di canali divulgativi e sui principali media a diffusione nazionale**, utilizzando anche i canali televisivi in orari di maggior ascolto e assicurando lo svolgimento delle campagne con adeguata tempestività e periodicità.

Il provvedimento non stanziava nuove risorse a tal fine, ma nelle premesse **richiama il decreto del Ministro dello sviluppo economico 11 gennaio 2022, di approvazione dei progetti a vantaggio dei consumatori** di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato, come proposti da Arera con la deliberazione 30 novembre 2021, 532/2021/E/com. Tra questi, si segnala il **Progetto Informazione Mercati (PIM)** relativo alla realizzazione di campagne informative sulla piena apertura dei mercati rivolte ai consumatori di energia elettrica e gas naturale, al quale sono destinate risorse per complessivi **quattro milioni di euro nel biennio 2022-2023**. Si ricorda, in proposito, che l’articolo 11-*bis* del D.L. n. 35/2005 prevede che l’ammontare riveniente dal pagamento delle sanzioni irrogate dall’Arera sia destinato a un fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato, approvati dal Ministro dello sviluppo economico (per il trasferimento di detta competenza al Ministro dell’ambiente e della sicurezza energetica, si veda l’articolo 14, comma 2 del D.L. n. 181/2023 ed il seguito della presente scheda), **che possono consistere anche in campagne informative**.

L’articolo 14, comma 1 del D.L. n. 181/2023 prevede, quindi, come sottolinea la relazione illustrativa, un distinto stanziamento, per un milione di euro nel 2024, per l’effettuazione, per un periodo comunque non superiore a dodici mesi, di specifiche campagne informative e per lo svolgimento delle azioni individuate con il citato D.M. 18 maggio 2023.

Per promuovere la concorrenza nel settore, il **decreto fissa inoltre una soglia delle aree aggiudicabili al medesimo operatore** ai fini dell’erogazione del Servizio a Tutele Graduali pari al **30%** (nei decreti adottati in precedenza per l’ingresso delle imprese nel mercato libero delle imprese connesse in bassa tensione, la quota era stata fissata al 35%).

Il servizio a tutele graduali è erogato per un massimo di quattro anni, al termine dei quali, se il cliente non ha ancora scelto un operatore sul mercato libero, questi viene rifornito dal medesimo esercente il STG sulla base della propria offerta di mercato libero più favorevole. Almeno sei mesi prima della scadenza, l’esercente il STG ne dà avviso al cliente. Analoghe disposizioni sono previste in vista della cessazione del servizio a tutele graduali per le piccole e medie imprese.

Il comma 2 prevede il trasferimento del fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato di cui all’articolo 11-*bis* del D.L. n. 35/2005, alimentato con le risorse rivenienti dal pagamento delle sanzioni irrogate

dall'Arera, **allo stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica**. Modifica, quindi, il citato articolo 11-*bis* del D.L. n. 35/2005, prevedendo che sia **il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica**, anziché il Ministro dello sviluppo economico (ora Ministro delle imprese e del made in Italy) ad **approvare i progetti proposti dall'ARERA**.

La relazione illustrativa osserva che la norma intende superare le criticità correlate alla circostanza che il fondo, benché 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), è rimasto "incardinato" nello stato di previsione del Ministero delle imprese e del made in Italy. Ciò, riporta la relazione illustrativa, 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 delle azioni di tutela programmate. Pertanto, la norma trasferisce alla competenza del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica il fondo, superando le incertezze normative emerse in fase esecutiva dei progetti già presentati dall'ARERA per le finalità dell'apertura dei mercati energetici.

Il **comma 3** reca specifiche disposizioni circa la **fornitura di energia elettrica ai clienti vulnerabili** di cui all'articolo 11, comma 1 del D.Lgs. n. 210/2021.

Per clienti vulnerabili, si intende, ai sensi dell'articolo 11, comma 1 del D.Lgs. n. 210/2021, i clienti civili:

a) che si trovano in condizioni economicamente svantaggiate o che versano in gravi condizioni di salute, tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche alimentate dall'energia elettrica, necessarie per il loro mantenimento in vita;

b) presso i quali sono presenti persone che versano in gravi condizioni di salute, tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche alimentate dall'energia elettrica, necessarie per il loro mantenimento in vita;

c) che rientrano tra i soggetti con disabilità;

d) le cui utenze sono ubicate nelle isole minori non interconnesse;

e) le cui utenze sono ubicate in strutture abitative di emergenza a seguito di eventi calamitosi;

f) di età superiore ai 75 anni.

Prima dell'entrata in vigore del D.L. n. 181/2023, l'articolo 11, comma 2 del D.Lgs. n. 210/2021 si limitava a prevedere l'obbligo per i fornitori di offrire a detti clienti la fornitura di energia elettrica ad un prezzo che rifletta il costo dell'energia nel mercato all'ingrosso e i costi efficienti del servizio di commercializzazione, a condizioni contrattuali e di qualità del servizio, così come definiti dall'ARERA con uno o più provvedimenti e periodicamente aggiornati.

La relazione illustrativa osserva che la norma previgente non prevedeva 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 sarebbero prodotti 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.

Il **comma 3, let. a)** dell'articolo 14 del decreto-legge in esame sostituisce interamente tale disposizione, dettando una disciplina organica di quello che ora è denominato il **servizio di vulnerabilità**.

La relazione illustrativa osserva, in particolare, che il comma 3 intende 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 l'articolo 5 della direttiva 2019/944/UE.

L'ARERA rimane competente a stabilire le condizioni contrattuali e la norma continua a prevedere che il prezzo applicato debba riflettere il costo dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso e costi efficienti delle attività di commercializzazione del servizio medesimo, determinati sulla base – si precisa – di criteri di mercato. Tuttavia, la novella affida ad **Acquirente unico S.p.A.** il compito di svolgere, secondo le modalità stabilite dall'ARERA e basate su criteri di mercato, la funzione di **approvvigionamento centralizzato dell'energia elettrica all'ingrosso** per la **successiva cessione agli esercenti il suddetto servizio di vulnerabilità**.

Si prevede, inoltre, che il servizio di vulnerabilità sia esercitato da **fornitori** iscritti nell'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica al dettaglio di cui al D.M. n. 164/2022, e **individuati mediante procedure competitive svolte da Acquirente unico S.p.A.** (art. 14, comma 3, let. a)).

Il **comma 3, let. b)** aggiunge, dopo il comma 2 dell'articolo 11 del D.Lgs. n. 210/2010, due ulteriori commi.

Il comma *2-bis* prevede che **l'ARERA, entro l'8 febbraio 2024, disciplini il servizio di vulnerabilità** prevedendo:

- a) la limitazione del servizio alla sola fornitura di energia elettrica;
- b) l'assegnazione del servizio, per una durata non superiore a **quattro anni**, mediante **procedure competitive** relative ad **aree territoriali omogenee** nel rispetto dei principi di trasparenza, pubblicità, massima partecipazione e non discriminazione;
- c) l'entità del **corrispettivo massimo** di assegnazione del servizio;
- d) l'obbligo per ciascun fornitore di svolgere **l'attività** relativa al servizio di vulnerabilità in maniera **separata** rispetto a ogni altra attività;
- e) il **divieto** per il fornitore **di utilizzare**:

1. il **canale di commercializzazione** del servizio di vulnerabilità **per promuovere offerte sul mercato**;
2. i dati e le **informazioni acquisite** nello svolgimento del servizio di vulnerabilità **per attività diverse** da quella di commercializzazione del servizio stesso;
3. per l'esercizio del servizio di vulnerabilità, lo **stesso marchio** con cui svolge attività al di fuori del servizio medesimo.

Il comma *2-ter* prevede che, **in caso di mancata aggiudicazione** del servizio di vulnerabilità all'esito delle procedure competitive, Acquirente unico provveda a indire una **nuova procedura entro sei mesi** dalla conclusione della precedente.

Si rammenta che l'articolo *16-ter*, comma 3 del D.L. n. 152/2021, prevede che, per i clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica, il servizio di tutela continui ad applicarsi finché non siano adottate le misure previste dall'articolo 11, comma 2 del D.lgs. n. 210/2021, oggetto di un'ampia revisione ad opera del D.L. n. 181/2023.

Il D.M. 18 maggio 2023, ha previsto che l'Arera, entro il 10 gennaio 2024, assicurasse il superamento del vigente regime di maggior tutela anche per i clienti vulnerabili, in conformità alle disposizioni del diritto eurounitario, dando attuazione all'articolo 11 del D.Lgs. n. 210/2021. In questo modo si intendeva garantire alla data del 10 gennaio 2024 fossero adottati tutti i provvedimenti utili a permettere la cessazione del regime di maggior tutela sia per la generalità dei clienti domestici sia, specificatamente, per i clienti vulnerabili.

Tuttavia, l'articolo 14, comma 3 ora prevede un nuovo termine per l'adozione da parte dell'ARERA della disciplina del servizio prestato ai clienti vulnerabili, con la conseguenza che ad essi continuerà ad applicarsi, nelle more dell'istituzione del servizio di vulnerabilità, il servizio di maggior tutela.

Il **comma 4** modifica la disciplina volta a garantire la continuità occupazionale del **personale impiegato nella gestione di attività di maggiore tutela nei contact center**, contenuta all'articolo *36-ter* del D.L. n. 48/2023. Il **testo previgente** della norma prevedeva l'inserimento di una **clausola sociale nell'ambito delle procedure competitive per l'assegnazione del servizio a tutele gradual**i, affinché il suddetto personale continuasse a svolgere la propria attività lavorativa presso i soggetti aggiudicatori e, successivamente, presso gli operatori del mercato libero.

A seguito dell'approvazione di tale disposizione, **l'ARERA segnalava** ([Segnalazione 6 luglio 2023 308/2023/I/EEL](#)) **come la** previsione della **clausola sociale** nell'ambito delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio a tutele gradual*i* per i clienti domestici non vulnerabili, da un lato, **non risultasse compatibile con il rispetto del termine di gennaio 2024** per la conclusione di tali procedure, in considerazione delle tempistiche associate alle attività necessarie per darvi puntuale e corretta attuazione e, dall'altro, **creasse potenziali complessità applicative e procedurali che**

avrebbero potuto ridurre la partecipazione alle predette gare, a detrimento degli esiti concorrenziali delle stesse.

Il **comma 4**, sostituendo il comma 1 dell'articolo 36-ter del D.L. n. 48/2023, prevede ora che **le imprese di distribuzione che esercitano il servizio di maggior tutela continuino ad avvalersi dei servizi di *contact center* prestati da soggetti terzi con salvaguardia degli stessi livelli occupazionali, sino alla conclusione delle procedure di individuazione dei fornitori del servizio di vulnerabilità, ferma restando la scadenza naturale dei contratti che disciplinano detti servizi, se anteriore.**

La relazione illustrativa evidenzia che, per effetto della disposizione in commento, i costi relativi ai servizi di *contact center* resteranno a carico delle imprese esercenti il servizio di maggior tutela e saranno considerati dall'ARERA nell'ambito della determinazione dei corrispettivi da riconoscere a detti esercenti per la copertura dei costi efficienti per lo svolgimento dell'attività di commercializzazione del servizio di maggior tutela.

Il **comma 5** prevede che **l'addebito diretto** sul conto corrente bancario, postale o su altri mezzi di pagamento, **autorizzato dal cliente domestico per la fatturazione nell'ambito della maggior tutela valga anche per il subentro del fornitore del servizio a tutele graduali o del servizio di vulnerabilità**, sempre fatta salva la facoltà di revoca da parte del cliente. Ciò, si precisa, al fine di garantire la continuità della fornitura di energia elettrica, l'emissione con cadenza bimestrale delle fatture relative detta fornitura fino dalla data di cessazione del regime di maggior tutela e dell'assegnazione del nuovo fornitore, nonché la regolarità dei relativi pagamenti.

La norma rinvia la definizione delle condizioni e dei termini per l'attuazione della disposizione in commento ad un provvedimento dell'ARERA, da adottare d'intesa con la Banca d'Italia e sentito il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica entro sessanta giorni dalla conclusione delle procedure competitive per l'assegnazione del servizio a tutele gradualità.

Il **comma 6** dispone che l'ARERA provveda ad adottare i provvedimenti di competenza necessari per assicurare uno **svolgimento delle procedure competitive per l'aggiudicazione del servizio a tutele gradualità, assegnando un termine tra il 9 e il 10 gennaio 2024** (la lettera della disposizione indica "un termine non inferiore a trenta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto e, comunque, non oltre il 10 gennaio 2024), **per la presentazione delle offerte** da parte degli operatori economici, 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 segnala, in proposito, che il giorno stesso della pubblicazione in gazzetta ufficiale del D.L. n. 181/2023, l'ARERA ha adottato la [deliberazione 9 dicembre 2023, n. 580/2023/R/EEL](#) con cui **differisce dall'11 dicembre 2023 al 10 gennaio 2024 la data di svolgimento delle aste per l'assegnazione del servizio a tutele gradual**i per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica.

Nel provvedimento si rammenta che, con deliberazione 362/2023/R/eel, l'ARERA aveva affidato ad Acquirente unico il compito di gestire le procedure concorsuali e di predisporre il Regolamento di gara in conformità alle disposizioni della stessa ed entro le scadenze ivi indicate così da rispettare il termine di conclusione delle procedure concorsuali del 10 gennaio 2024. Pertanto, il 26 settembre 2023, Acquirente unico ha pubblicato il Regolamento di gara che fissava: al 5 ottobre 2023 il termine per la presentazione delle istanze di partecipazione da parte degli operatori interessati; all'11 dicembre 2023 la data di svolgimento dell'asta; al 10 gennaio il termine di pubblicazione degli esiti delle procedure concorsuali. La sopracitata deliberazione dell'ARERA ha fissato poi al 1° aprile 2024 la data di attivazione del servizio a tutele gradual

Alla luce delle novità contenute dall'articolo 14 e considerato che il comma 6 dispone che l'Autorità adotti i provvedimenti di competenza per lo svolgimento delle procedure competitive coerente con le nuove disposizioni, assegnando un termine non inferiore a trenta giorni dalla data di entrata in vigore del medesimo decreto e, comunque, non oltre il 10 gennaio 2024, per la presentazione delle offerte da parte degli operatori economici, al fine di garantire un'adeguata informazione preventiva dell'utenza domestica, anche mediante campagne informative, nonché la più ampia partecipazione degli operatori economici alle predette procedure, ha deliberato di fissare al 10 gennaio 2024 la data alla quale dovranno essere svolte le aste da parte di Acquirente Unico. Acquirente Unico è inoltre incaricato di pubblicare il Regolamento aggiornato con le nuove scadenze, che dovranno essere fissate in modo tale da garantire le medesime tempistiche minime tra le varie attività strumentali all'assegnazione del servizio attualmente previste da detto Regolamento.

Il comma 7 prevede lo svolgimento di specifiche attività di **monitoraggio** relativamente alle **condizioni di fornitura di energia elettrica** praticate nei confronti dei clienti domestici successivamente alla conclusione delle procedure competitive per l'assegnazione del servizio a tutele gradual, nonché alla **corretta applicazione delle condizioni del servizio da parte degli esercenti il servizio a tutele gradual**i. Dette attività sono affidate ad Acquirente unico S.p.A., secondo criteri e modalità definiti dall'ARERA, d'intesa con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e sentite le associazioni dei consumatori maggiormente rappresentative, nei limiti delle risorse umane e strumentali disponibili a legislazione vigente e senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Si dispone che gli esiti di dette attività siano contenuti in una **relazione** che **l'ARERA** è

chiamata a trasmettere **alle Commissioni parlamentari** competenti per materia, **entro il 31 marzo 2025 e, successivamente, con cadenza annuale.**

**CAPO II – MISURE IN MATERIA DI RICOSTRUZIONE NEI TERRITORI
COLPITI DAGLI ECCEZIONALI EVENTI ALLUVIONALI VERIFICATISI A
PARTIRE DAL 1° MAGGIO 2023**

Articolo 15

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

L'**articolo 15** reca modificazioni alla normativa vigente inerente le tipologie di danno per le quali sono erogabili **contributi economici** finalizzati all'attività di ricostruzione nei territori delle **regioni Emilia-Romagna, Toscana e Marche** interessati dagli **eventi alluvionali** verificatisi a partire dal 1° maggio 2023 con particolare riferimento ai **danni subiti dai prodotti agricoli alimentari di particolare qualità**.

Nel dettaglio, la disposizione in esame, interviene, modificandolo, sul **comma 3, lettera c)**, dell'**articolo 20-sexies** del [D.L. n. 61 del 2023](#) (c.d. decreto alluvioni), - convertito, con modificazioni dalla L. n. 100 del 2023 - che disciplina gli interventi urgenti per fronteggiare l'emergenza provocata dagli **eventi alluvionali** verificatisi a partire dal **1° maggio 2023**, nei territori delle **regioni Emilia-Romagna, Toscana e Marche**, compresi nell'Allegato 1 annesso al richiamato D.L. n. 61 del 2023.

Le **modifiche** previste dalla disposizione in esame consistono:

- nella sostituzione del riferimento ai prodotti agricoli "in corso di maturazione" con quello - più ampio - inerente la loro qualità di prodotti già **raccolti o in corso di stagionatura, affinamento e maturazione, nel caso del vino**. Tale specificazione riguarda la quantificazione dei **danni economici** ai prodotti agroalimentari di qualità ai sensi del [regolamento \(UE\) n. 1151/2012 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 21 novembre 2012](#), relativo alla protezione delle indicazioni geografiche e delle denominazioni d'origine dei prodotti agricoli e alimentari;
- nell'inserimento del riferimento [agli articoli 104 del regolamento \(UE\) n. 1038/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 dicembre 2013, e 8 del regolamento delegato \(UE\) 2019/33 della Commissione, del 17 ottobre 2018](#).

Si fa presente che in materia di **indicazioni geografiche** è da mesi in corso di esame, da parte delle Istituzioni europee, **la proposta di Regolamento (2022) COM 134** che ha ad oggetto, tra l'altro, la revisione del vigente Regolamento UE n. 1151 /2012 sopra richiamato. In particolare, il 24 ottobre

scorso il Consiglio e il Parlamento Europeo hanno raggiunto un [accordo provvisorio sulla suddetta proposta](#), che è stato successivamente anche approvato dal Comitato speciale Agricoltura.

Quanto all'articolo 104 del Regolamento UE n. 1038 del 2013, esso prevede che la Commissione Europea detiene e aggiorna un **registro elettronico delle denominazioni di origine protette** e delle indicazioni geografiche protette dei vini, accessibile al pubblico. La stessa disposizione stabilisce che le denominazioni di origine protette e le indicazioni geografiche protette relative a prodotti di paesi terzi che sono protetti nell'Unione in virtù di un accordo internazionale di cui l'Unione è parte contraente, possono essere registrate nel registro. L'articolo 8 del Regolamento 2019/33 riguarda la disciplina della protezione nazionale transitoria in materia di denominazioni di origine e indicazioni geografiche.

Il succitato articolo 20-*sexies* del D.L. 61 del 2023 in materia di **ricostruzione privata**, individua i parametri per la ricostruzione degli immobili danneggiati dagli eventi alluvionali, cui destinare contributi, distinguendo tra quelli di immediata riparazione, quelli di ripristino o ricostruzione puntuale delle strutture e quelli di ricostruzione integrata dei centri e nuclei storici distrutti o comunque gravemente danneggiati. Il **comma 3**, in particolare, definisce la tipologia di **contributi** concedibili dal Commissario straordinario alla ricostruzione di cui all'articolo 20-*ter* del predetto D.L. n. 61 del 2023.

Tali **contributi**, che possono concorrere **fino al 100 per cento** delle spese occorrenti, **sono erogati per far fronte alle diverse tipologie di intervento e danno** direttamente conseguenti agli eventi meteorologici nei sopra richiamati territori delle regioni Emilia-Romagna, Toscana e Marche, compresi nell'Allegato 1 annesso al decreto n. 61 del 2023.

La succitata lettera c) fa riferimento, nella versione precedente alla disposizione in esame, ai danni economici subiti da **prodotti agricoli e alimentari di qualità** ai sensi del regolamento (UE) n. 1151/2012 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 21 novembre.

Si ricorda, infine che, tra le altre tipologie di interventi e danni menzionati dall'articolo 20-*sexies* comma 3 sono compresi:

- a) danni subiti dalle strutture private adibite ad attività sociali, socio-sanitarie e socio-educative, sanitarie, ricreative, sportive e religiose;
- b) danni subiti dagli edifici privati di interesse storico-artistico;
- c) danni a scorte e beni mobili strumentali alle attività produttive, industriali, agricole, zootecniche, commerciali, artigianali, turistiche, professionali, ivi comprese quelle relative agli enti non commerciali, ai soggetti pubblici e alle organizzazioni, fondazioni o associazioni con esclusivo fine

- solidaristico o sindacale, e di servizi, compresi i servizi sociali, socio-sanitari e sanitari, previa presentazione di perizia asseverata;
- d) oneri, adeguatamente documentati, sostenuti dai soggetti che abitano in locali sgomberati dalle competenti autorità, per l'autonoma sistemazione, per traslochi, depositi, e per l'allestimento di alloggi temporanei;
 - e) delocalizzazione temporanea delle attività economiche o produttive e dei servizi pubblici danneggiati dagli eventi calamitosi di cui all'articolo 20-*bis* al fine di garantirne la continuità;
 - f) interventi sociali e socio-sanitari, attivati da soggetti pubblici, nella fase dell'emergenza, per le persone impossibilitate a ritornare al proprio domicilio;
 - g) interventi per far fronte ad interruzioni di attività sociali, socio-sanitarie e socio-educative di soggetti pubblici, ivi comprese le aziende pubbliche di servizi alla persona, nonché di soggetti privati, senza fine di lucro, direttamente conseguenti agli eventi di cui all'articolo 20-*bis*.

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

L'**articolo 16** consente, nei casi di ricostruzione privata del patrimonio edilizio danneggiato dagli eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023, nei territori delle regioni Emilia-Romagna, Toscana e Marche, di escludere l'obbligo di applicare determinati requisiti minimi energetici, ove essi richiedano interventi aggiuntivi rispetto alle attività di ripristino e riparazione dei danni occorsi al patrimonio privato.

L'**articolo 16** stabilisce una deroga nei casi di **ricostruzione privata** previsti all'articolo 20-*sexies* del D.L. 61/2023 (c.d. decreto alluvioni), che disciplina gli interventi urgenti per fronteggiare l'emergenza provocata dagli **eventi alluvionali** verificatisi a partire dal 1° **maggio 2023**, nei territori delle regioni Emilia-Romagna, Toscana e Marche.

L'articolo 20-*sexies* del D.L. 61/2023 individua i contenuti del processo di ricostruzione del patrimonio privato danneggiato e definisce i criteri sulla base dei quali assicurare l'erogazione dei contributi per far fronte alle tipologie di intervento e di danno direttamente conseguenti agli eventi alluvionali. Per ulteriori approfondimenti si rinvia alla [scheda](#) del dossier sul D.L. 61/2023.

La deroga introdotta dalla disposizione in esame **esclude l'applicazione dei requisiti minimi di efficienza energetica**, indicati all'articolo 4, comma 1, lettera b), del D. Lgs. 192/2005 (recante attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia), ove essi richiedano interventi aggiuntivi rispetto alle attività di ripristino e riparazione dei danni occorsi al patrimonio privato in seguito agli eventi calamitosi.

Tale deroga non si applica nel caso di demolizione e ricostruzione del patrimonio privato.

L'articolo 4 del richiamato D. Lgs. 192/2005, che disciplina l'adozione di criteri generali, di una metodologia di calcolo e i requisiti della prestazione energetica del patrimonio edilizio, è stato attuato dal [decreto del Ministero dello sviluppo economico 26 giugno 2015](#) (Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici), che prevede il rispetto di determinati requisiti minimi energetici nel caso di costruzione di nuovi edifici e di ristrutturazione degli edifici esistenti, tenendo conto dei criteri generali riportati allo stesso articolo 4, comma 1, lettere a) e b) del citato D. Lgs. 192/2005.

La Relazione illustrativa giustifica l'intervento in esame ritenendo "inopportuno porre in capo ai cittadini colpiti da calamità l'onere obbligatorio degli adeguamenti richiesti dal decreto legislativo 192/2005. Infatti, in tali casi, l'obbligo di

adeguamento alla normativa in materia di requisiti minimi non sorge a seguito della decisione volontaria di eseguire una manutenzione straordinaria sul proprio edificio, ma in ragione di riparare i danni prodotti da eventi calamitosi. Peraltro, laddove tale obbligo dovesse scattare in capo ai cittadini, sicuramente si genererebbero dei contenziosi”.

La medesima relazione conclude, inoltre, che “fatta salva la possibilità di incrementare le risorse pubbliche per la ricostruzione, da destinare ai costi necessari per il rispetto dei requisiti minimi in materia di efficienza energetica, che garantirebbero al contempo il miglior rapporto tra costi e benefici, si ritiene che tali adeguamenti debbano poter essere eseguiti in maniera volontaria, e non obbligatoria”.

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)

L'**articolo 17** prevede che le **imprese agricole**, ubicate nella **regione Toscana**, che hanno subito **danni in conseguenza degli eventi atmosferici** verificatisi nei mesi di ottobre e di novembre 2023, possono **accedere alle misure di indennizzo**- di cui all'articolo 5, D. Lgs. n.102/2004 - anche se non hanno sottoscritto polizze assicurative (**comma 1**). Inoltre, la regione Toscana può deliberare la proposta di **declaratoria di eccezionalità degli eventi atmosferici** entro il termine perentorio di **sessanta giorni dall'entrata in vigore del presente decreto** (comma 2).

Più nel dettaglio:

il **comma 1** - in deroga all'articolo 5, comma 4, primo periodo, del D. Lgs. n. 102/2004 – prevede che le imprese agricole di cui all'articolo 2135 del codice civile, ivi comprese le cooperative che svolgono l'attività di produzione agricola, ubicate nella **regione Toscana**, che hanno **subito danni** alle produzioni e alle strutture, in conseguenza degli **eventi atmosferici** di eccezionale intensità, verificatisi nei mesi di **ottobre e di novembre 2023**, possono **accedere agli interventi previsti per favorire la ripresa dell'attività economica e produttiva**, di cui all'articolo 5 del D. Lgs. n. 102/2004, anche se **non** hanno sottoscritto **polizze assicurative** agevolate a copertura dei rischi per i suddetti danni, a valere sulle economie registrate dalla regione Toscana su precedenti assegnazioni **nei limiti di 6 milioni** di euro.

Si ricorda che l'**articolo 5, comma 4, primo periodo**, del D. Lgs. n. 102/2004 prevede che **sono esclusi** dalle agevolazioni previste **i danni alle produzioni ed alle strutture ammissibili all'assicurazione agevolata** o per i quali è possibile aderire ai fondi di mutualizzazione.

Inoltre, in deroga a quanto disposto dal presente comma 4, si segnala anche l'articolo 11, comma 1, D.L. n. 104/2023, destinato ad imprese agricole che hanno subito danni da attacchi di peronospora (plasmopara viticola) alle produzioni viticole.

L'**articolo 2135** del codice civile qualifica come imprenditore agricolo chi esercita la coltivazione del fondo, la selvicoltura, l'allevamento di animali e le attività connesse. Per coltivazione del fondo, per selvicoltura e per allevamento di

animali si intendono le attività dirette alla cura e allo sviluppo di un ciclo biologico o di una fase necessaria del ciclo stesso, di carattere vegetale o animale, che utilizzano o possono utilizzare il fondo, il bosco o le acque dolci, salmastre o marine. Si intendono comunque connesse le attività, esercitate dall'imprenditore agricolo, dirette alla manipolazione, conservazione, trasformazione, commercializzazione e valorizzazione che abbiano ad oggetto prodotti ottenuti prevalentemente dalla coltivazione del fondo o del bosco o dall'allevamento di animali, nonché le attività dirette alla fornitura di beni o servizi mediante l'utilizzazione prevalente di attrezzature o risorse dell'azienda, normalmente impiegate nell'attività agricola esercitata, ivi comprese le attività di valorizzazione del territorio e del patrimonio rurale e forestale, ovvero di ricezione ed ospitalità come definite dalla legge.

• *Interventi per favorire la ripresa dell'attività produttiva*

Possono beneficiare di questa tipologia di intervento le imprese agricole di cui all'articolo 2135 del codice civile, ivi comprese le cooperative che svolgono l'attività di produzione agricola, iscritte nel registro delle imprese o nell'anagrafe delle imprese agricole istituita presso le Province autonome ricadenti nelle zone delimitate ai sensi dell'articolo 6, che abbiano subito **danni superiori al 30 per cento della produzione lorda vendibile**. Nel caso di danni alle produzioni vegetali, sono escluse dal calcolo dell'incidenza di danno sulla produzione lorda vendibile le produzioni zootecniche.

Al tal fine possono essere concessi i seguenti aiuti, in forma singola o combinata, a scelta delle regioni, tenuto conto delle esigenze e dell'efficacia dell'intervento, nonché delle risorse finanziarie disponibili:

a) contributi in conto capitale fino all'80 per cento del danno accertato sulla base della produzione lorda vendibile media ordinaria, da calcolare secondo le modalità e le procedure previste dagli orientamenti e dai regolamenti comunitari in materia di aiuti di Stato. Nelle zone svantaggiate di cui all'articolo 32 del regolamento (UE) n. 1305/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 dicembre 2013, il contributo può essere elevato fino al 90 per cento (48);

b) prestiti ad ammortamento quinquennale per le esigenze di esercizio dell'anno in cui si è verificato l'evento dannoso e per l'anno successivo, da erogare al seguente tasso agevolato:

1) 20 per cento del tasso di riferimento per le operazioni di credito agrario oltre i 18 mesi per le aziende ricadenti nelle zone svantaggiate di cui all'articolo 32 del regolamento (UE) n. 1305/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 dicembre 2013 (49);

2) 35 per cento del tasso di riferimento per le operazioni di credito agrario oltre i 18 mesi per le aziende ricadenti in altre zone; nell'ammontare del prestito sono comprese le rate delle operazioni di credito in scadenza nei 12 mesi successivi all'evento inerenti all'impresa agricola;

c) proroga delle operazioni di credito agrario, di cui all'articolo 7;

d) agevolazioni previdenziali, di cui all'articolo 8.

In caso di danni causati alle strutture aziendali ed alle scorte possono essere concessi a titolo di indennizzo contributi in conto capitale fino all'80 per cento dei costi effettivi elevabile al 90 per cento nelle zone svantaggiate di cui all'articolo 32 del regolamento (UE) n. 1305/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 dicembre 2013. (50)

• *Il Fondo di solidarietà nazionale*

Il Fondo di solidarietà nazionale (FSN) – di cui all'articolo 1 del decreto legislativo n. 102/2004 – è chiamato ad intervenire per prevenire danni alle produzioni agricole e zootecniche, danni alle strutture aziendali agricole, agli impianti produttivi e alle infrastrutture agricole nelle zone colpite da calamità naturali o eventi eccezionali, per eventi di portata catastrofica, epizootie, organismi vegetali nocivi nonché danni causati da animali protetti.

Gli interventi del Fondo – che opera con due sezioni: Fondo di solidarietà nazionale-incentivi assicurativi e Fondo di solidarietà nazionale-interventi indennizzatori (articolo 15) - sono di tre tipologie:

- misure volte ad incentivare la stipula di contratti assicurativi prioritariamente finalizzate all'individuazione e diffusione di nuove forme di copertura mediante polizze sperimentali e altre misure di gestione del rischio;
- interventi compensativi ammissibili solo nel caso di danni a strutture e impianti produttivi non inseriti nel Piano di gestione dei rischi in agricoltura - di cui all'articolo 4 - finalizzati alla ripresa economica e produttiva delle imprese agricole che hanno subito danni calamità naturali (avversità atmosferiche, eventi eccezionali, eventi di portata catastrofica, epizootie, organismi nocivi ai vegetali, animali protetti), nei limiti previsti dalla normativa comunitaria;
- interventi di ripristino delle infrastrutture connesse all'attività agricola, tra cui quelle irrigue e di bonifica.

Inoltre sono disciplinati anche interventi di soccorso, compensativi dei danni, nelle aree e per i rischi non assicurabili con polizze agevolate, assistite dal contributo dello Stato.

Il **comma 2** prevede che la regione Toscana - anche in deroga ai termini stabiliti all'articolo 6, comma 1, del D. Lgs. n. 102/2004 (entro il termine perentorio di sessanta giorni dalla cessazione dell'evento dannoso) - può deliberare la proposta di **declaratoria di eccezionalità degli eventi atmosferici**, entro il termine perentorio di **sessanta giorni dall'entrata in vigore del presente decreto**.

Si ricorda che l'**articolo 6, comma 1**, del D. Lgs. n. 102/2004, al fine di attivare gli interventi per favorire la ripresa dell'attività produttiva di cui all'articolo 5, prevede che le regioni competenti, attuata la procedura di delimitazione del territorio colpito e di accertamento dei danni conseguenti, deliberano, **entro il termine perentorio di sessanta giorni dalla cessazione dell'evento dannoso**, la

proposta di declaratoria della eccezionalità dell'evento stesso, nonché, tenendo conto della natura dell'evento e dei danni, l'individuazione delle provvidenze da concedere fra quelle previste dall'articolo 5 e la relativa richiesta di spesa. Il suddetto termine è prorogato di trenta giorni in presenza di eccezionali e motivate difficoltà accertate dalla giunta regionale.

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

L'**articolo 18**, al **comma 1**, dispone l'applicazione - nei **territori della Regione Toscana** interessati dagli eventi alluvionali verificatisi dal 2 novembre 2023 – del **regime di aiuto per le aree di crisi industriale** (D.M. 24 marzo 2022). Le agevolazioni si applicano ai sensi della disciplina sugli **aiuti di Stato** “*de minimis*” e in esenzione dall'obbligo di notifica preventiva alla Commissione UE per categoria. Per disciplinare l'attuazione degli interventi, il comma demanda al Ministero delle imprese e del *made in Italy* la sottoscrizione di un apposito **accordo di Programma** con la Regione Toscana.

Per le finalità di cui al comma 1, il **comma 2** destina risorse disponibili, sino a **50 milioni** di euro, che il decreto ministeriale 23 aprile 2021 assegna alle aree di crisi industriale non complessa.

Nel dettaglio, il **comma 1**, al **fine** di assicurare il **mantenimento** della **occupazione** e l'integrale **recupero** della **capacità produttiva**, dispone che **nei territori** della Regione Toscana di cui alla **delibera del Consiglio dei Ministri del 3 novembre 2023**, si applica il **regime di aiuto per le aree di crisi industriale** – di cui al D.L. n. 120/1989 (L. n. 181/1989) - **limitatamente a quanto disciplinato dal D.M. del 24 marzo 2022**, e ai sensi di quanto previsto:

- dal **Regolamento (UE) n. 651/2014**, che dichiara alcune categorie di aiuti compatibili con il mercato interno, esentandole dall'obbligo di notifica preventiva alla Commissione UE e
- dal **Regolamento (UE) n. 1407/2013** sugli aiuti di stato «*de minimis*», che esenta taluni aiuti di piccolo importo dall'obbligo di notifica preventiva alla Commissione UE.

La **delibera del Consiglio dei Ministri del 3 novembre 2023**, pubblicata in [G.U. del 13 novembre 2023](#), reca la **dichiarazione dello stato di emergenza** per i territori delle **Province di Firenze, Livorno, Pisa, Pistoia e Prato** in conseguenza delle avverse condizioni meteorologiche verificatesi a partire dal giorno 2 novembre 2023.

Il meccanismo di sostegno alle **aree industriali in crisi** delineato dalla legge n. 181/1989 è stato riformato dal D.L. n. 83/2012 e dal D.L. n. 145/2013. L'**articolo 27 del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83**, e ss. mod. e int., ha previsto l'applicazione del regime di aiuto di cui alla legge n.

181/1989 sia nelle [aree di crisi complessa](#) (articolo 27, commi 1-8) sia nelle **situazioni di crisi** industriali diverse da quelle complesse **che presentano, comunque, impatto significativo** sullo sviluppo dei territori interessati e sull'occupazione. In questo secondo caso si parla di [aree di crisi non complessa](#) (articolo 27, comma 8-*bis*, inserito dall'articolo 2, comma 2 del D.L. n. 145/2013). Il [decreto del Ministro dello sviluppo economico del 24 marzo 2022](#) e la [circolare direttoriale 237343 del 16 giugno 2022](#) hanno stabilito **nuove modalità di accesso e funzionamento** degli interventi per il rilancio delle aree di crisi industriale, **complessa e non complessa**, di cui alla Legge n. 181/89, in sostituzione della precedente disciplina attuativa. Il D.M. dispone il rispetto dei principi generali e delle specifiche condizioni fissate nel [Regolamento 651/2014/UE GBER](#). Le **imprese beneficiarie** del regime di aiuto possono chiedere di accedere ad un **sostegno finanziario** per iniziative:

- finalizzate alla realizzazione di **programmi di investimento produttivo e/o programmi di investimento per la tutela ambientale**, eventualmente completati da progetti per l'innovazione di processo e l'innovazione dell'organizzazione e progetti per la formazione del personale, **con spese complessive ammissibili non inferiori a 1 milione di euro**; i programmi di investimento con spese ammissibili di importo superiore a 5 milioni di euro possono essere completati da progetti di ricerca industriale e sviluppo sperimentale; nel caso di programma d'investimento presentato nella forma del contratto di rete, i singoli programmi d'investimento delle imprese partecipanti alla rete devono prevedere spese ammissibili complessive non inferiori a 400.000,00 euro;
- che **comportino un incremento degli addetti** dell'unità produttiva oggetto del programma di investimento.

Il sostegno finanziario è riconosciuto nella forma del **contributo in conto impianti**, dell'eventuale **contributo diretto alla spesa e/o alla formazione** e del **finanziamento agevolato**, alle condizioni ed entro i limiti delle intensità massime di aiuto previste dal GBER. Il **finanziamento agevolato** concedibile **non può essere inferiore al 20 per cento** degli investimenti ammissibili.

Il **contributo in conto impianti e l'eventuale contributo diretto alla spesa** sono determinati **in relazione** all'ammontare del **finanziamento agevolato**. Il loro importo complessivo massimo è determinato nei limiti delle intensità massime di aiuto previste dal Regolamento GBER.

Per un dettaglio, si rinvia al *box* successivo.

Quanto alla disciplina degli aiuti di Stato *de minimis*, alla quale la norma qui in commento fa riferimento, ai fini del riconoscimento dell'aiuto previsto, si rammenta che il [Reg. 1407/2013/UE](#) dispensa anch'esso dalla procedura di notifica *ex ante* talune tipologie di aiuti di lieve entità.

Il Regolamento si applica alle imprese operanti in **tutti i settori, salvo specifiche eccezioni**, tra cui la produzione di prodotti agricoli¹² (articolo 1).

¹² Cfr. articolo 1 del Regolamento.

Il massimale di aiuto previsto è di **200.000 euro** nell'arco di tre esercizi finanziari **per impresa** (o per impresa unica¹³). Mentre, il massimale è di **100.000 euro** nell'arco di tre esercizi finanziari per impresa (o per impresa unica), se questa opera nel settore del **trasporto di merci su strada per conto terzi**. Gli aiuti non possono essere utilizzati per l'acquisto di veicoli destinati al trasporto di merci su strada¹⁴.

A date e specifiche condizioni dettagliate nel Regolamento (articolo 4), anche i prestiti agevolati rientrando nel "*de minimis*". I prestiti fino ad **1 milione di euro assistiti per il 50% da garanzia**, nonché le **garanzie** che coprono non più dell'80% di un finanziamento fino a 1,5 milioni di euro **possono beneficiare** del regolamento «*de minimis*».

Il Regolamento è applicabile **fino al 31 dicembre 2023** (termine così prorogato dal [Regolamento n. 2020/972/UE](#)) (articolo 8).

Per disciplinare l'attuazione degli interventi, il comma 1 dispone che il Ministero delle imprese e del *made in Italy* (MIMIT) **sottoscriva con la Regione Toscana un apposito accordo di Programma**.

Circa la stipula dell'accordo di programma e gli effetti ad esso ascritti dalla richiamata disciplina di cui al D.M. 24 marzo 2022, si rinvia al *box* ricostruttivo *infra*.

Infine, il **comma 2**, per le finalità dell'articolo, **destina** le risorse disponibili - sino a un massimo di **50 milioni** di euro - **che il decreto ministeriale 23 aprile 2021** assegna alle **aree di crisi industriale non complessa**.

Il **D.M. 23 aprile 2021** ha quantificato (a quella data) in **661,6 milioni** di euro le **risorse** finanziarie **assegnate** al Fondo per la crescita sostenibile (Fondo presso il quale sono iscritte le risorse per l'attuazione degli interventi di riconversione e riqualificazione produttiva delle aree di crisi industriale di

¹³L'articolo 2 del Regolamento, definisce, al par. 2, «**impresa unica**» l'insieme delle imprese fra le quali esiste almeno una delle relazioni seguenti: a) un'impresa ha la maggioranza dei diritti di voto di un'altra impresa; b) un'impresa ha il diritto di nominare o revocare la maggioranza dei membri del consiglio di amministrazione, direzione o sorveglianza di un'altra impresa; c) un'impresa ha il diritto di esercitare un'influenza dominante su un'altra impresa per contratto concluso con questa, per clausola statutaria; d) un'impresa azionista o socia di un'altra impresa controlla da sola, in virtù di un accordo stipulato con altri azionisti o soci dell'altra impresa, la maggioranza dei diritti di voto. Le imprese fra le quali intercorre una di queste relazioni, per il tramite di una o più altre imprese, sono anch'esse considerate un'impresa unica.

¹⁴ I massimali si applicano a **prescindere dalla forma dell'aiuto «de minimis»** o dall'obiettivo perseguito, e, indipendentemente dal fatto che l'aiuto concesso dallo Stato è finanziato interamente o parzialmente con risorse provenienti dall'Unione. Se l'aiuto è concesso in forma diversa da una sovvenzione diretta in denaro, il suo importo corrisponde all'**equivalente sovvenzione lordo -ESL** (cioè all'importo dell'aiuto se fosse stato erogato al beneficiario sotto forma di sovvenzione, al lordo di qualsiasi imposta o altro onere).

Quando la concessione di nuovi aiuti «*de minimis*» comporta il **superamento dei massimali**, le nuove misure non possono beneficiare del «*de minimis*» (articolo 3)

cui alla L. n. 181/1989) **ma non ancora programmate**. Conseguentemente, ha ripartito l'importo non ancora programmato nel seguente modo:

- 210 milioni per interventi relativi ad aree di crisi industriale complessa
- **451,6 milioni ai programmi di investimento da agevolare nelle aree di crisi industriale non complessa**, tramite procedura valutativa con procedimento a sportello.

La **relazione tecnica** al provvedimento in esame rileva che le risorse attribuite alle aree di crisi industriale non 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**, sul quale si provvede alla copertura dell'onere previsto dall'articolo qui in esame.

L'importo di euro 251.642.835,66 è **al netto dei 100 milioni già stanziati per i territori alluvionati di maggio scorso** dall'articolo 20-*undecies* del D.L. n. 61/2023. L'articolo 20-*undecies*, in particolare, reca un **intervento pedissequo** a quello in esame, a sostegno nei territori di Emilia-Romagna, Toscana e Marche, interessati dagli eventi alluvionali verificatisi dal 1° maggio 2023, destinando, appunto, fino a 100 milioni di euro delle risorse disponibili di cui al decreto ministeriale 23 aprile 2021.

• **Il regime di aiuto per le aree industriali in crisi di cui al D.L. n. 120/1989 (convertito in Legge n. 181/1989)**

Si è sopra accennato che il meccanismo di sostegno alle **aree industriali in crisi** delineato dalla legge n. 181/1989 è stato da ultimo riformato dal D.L. n. 83/2012 e dal D.L. n. 145/2013¹⁵.

¹⁵ Il **decreto-legge 1 aprile 1989, n. 120** (l. n. 181/1989) ha disposto misure di sostegno e di reindustrializzazione per le aree di crisi siderurgica, in attuazione del piano di risanamento della siderurgia e, in particolare, con gli articoli 5 e 8, ha affidato alla SPI (allora Società per la promozione e lo sviluppo industriale, confluita nel 2000 in Sviluppo Italia, ora Agenzia per l'attrazione degli investimenti e lo sviluppo d'impresa-INVITALIA) la realizzazione di un Piano di promozione industriale.

Successivamente a tale decreto, il **decreto-legge 9 ottobre 1993 n. 410** (l. n. 513/1993) ha disposto, all'articolo 1, che la SPI (ora INVITALIA), previa autorizzazione dell'allora Ministero dell'industria (ora Ministero dello sviluppo economico) potesse utilizzare i fondi destinati alle iniziative rientranti nel programma speciale di reindustrializzazione delle aree di crisi siderurgica (di cui all'articolo 5, commi 1 e 2, del decreto-legge n. 120), nonché taluni fondi (di cui alla legge n. 408/1989 e al decreto-legge n. 415/1989), già assegnati alla SPI ai sensi della delibera CIPI del 3 agosto 1993, **per erogare direttamente contributi e finanziamenti anche per iniziative nelle aree del Sud in crisi siderurgica** (indicate dal medesimo decreto-legge n. 120/1989), nonché per assumere partecipazioni di minoranza nelle iniziative di promozione industriale in tutte le aree di intervento, ferma restando la destinazione dei fondi per area già definita in sede CIPI.

Per le stesse finalità, è stato consentito alla SPI di utilizzare anche ulteriori risorse rese disponibili per lo scopo, comprese quelle da revoche o riprogrammazioni di cui alla legge sugli interventi straordinari del Mezzogiorno (legge n. 64/1986).

In particolare, l'**articolo 27 del D.L. 83/2012** prevede, al **comma 1**, che, nei casi di situazioni di crisi industriali complesse con impatto significativo sulla politica industriale nazionale, il MiMiT adotti **progetti di riconversione e riqualificazione industriale (PRRI)** e demanda al Ministero delle imprese e del *made in italy* il riconoscimento di situazioni di crisi industriale complessa, *anche a seguito di apposita istanza presentata dalla regione interessata*, per specifici **territori soggetti a recessione economica e perdita occupazionale** di rilevanza nazionale derivante da:

- una crisi di una o più imprese di grande o media dimensione con effetti sull'indotto;
- una grave crisi di uno specifico settore industriale con elevata specializzazione nel territorio.

Ai sensi del **comma 2**, i **progetti promuovono**, anche mediante cofinanziamento regionale e con l'utilizzo di tutti i regimi d'aiuto disponibili compatibili, **investimenti produttivi anche a carattere innovativo**, la **riqualificazione delle aree interessate**, la formazione del capitale umano, la riconversione di aree industriali dismesse, il recupero ambientale e l'efficientamento energetico dei siti e la realizzazione di infrastrutture strettamente funzionali agli interventi.

Ai sensi dei **commi 3 e 4**, i progetti di riconversione e riqualificazione sono adottati tramite **accordi di programma** (di cui all'articolo 15 della L. n. 241/1990)

Gli accordi disciplinano gli **interventi agevolativi**, l'attività integrata e coordinata di amministrazioni centrali, regioni, enti locali e dei soggetti pubblici e privati, le modalità di esecuzione degli interventi e la verifica dello stato di attuazione e del rispetto delle condizioni fissate. Le opere e gli impianti compresi nel progetto di riconversione e riqualificazione industriale sono dichiarati di pubblica utilità, urgenti ed indifferibili. Le **conferenze di servizi** strumentali all'attuazione del progetto sono indette dal MIMIT.

La disciplina agevolativa contempla la **concessione di contributi in conto capitale e finanziamenti a tasso agevolato**.

Il **comma 5**, infatti dispone che la concessione di agevolazioni per l'incentivazione degli investimenti di cui al D.L. 120/1989, incluse quelle sotto forma di finanziamento agevolato, è **applicabile, in via prioritaria** nell'ambito dei **progetti di riconversione e riqualificazione industriale di situazioni di crisi industriale complessa, nonché** per gli interventi agevolativi **nei casi di situazioni di crisi industriali diverse da quelle complesse**, in tutto il territorio nazionale, fatte salve le soglie di intervento stabilite dalla disciplina europea per i singoli

Infine l'**articolo 27 del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83** (l. n. 134/2012) ha riordinato la disciplina in materia di riconversione e riqualificazione produttiva di aree di crisi industriale complessa. Anche la nuova disciplina si alimenta con i "rientri" (da finanziamenti, rifinanziamenti, riscatti di partecipazioni azionarie ed eventuali revoche) che con cadenza semestrale da INVITALIA vengono versati in entrata al bilancio dello Stato per essere poi riassegnati al competente capitolo di spesa del **MISE**. Si tratta del **capitolo 7483** "Fondo rotativo per la crescita sostenibile", p.g.1) per le finalità di cui alla L. 181/89. Le risorse sono successivamente trasferite alla contabilità speciale del **Fondo crescita sostenibile** (n. 1201).

territori, nei limiti degli stanziamenti disponibili a legislazione vigente e senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica (comma 5)¹⁶.

È stato demandato al MIMIT, sentita la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome, l'adozione di un decreto di natura non regolamentare di disciplina delle modalità di individuazione delle **situazioni di crisi industriale complessa** e la determinazione dei criteri per la definizione e l'attuazione dei progetti di riconversione e riqualificazione industriale (**comma 8**).

Il soggetto gestore della misura è l'**Agenzia nazionale per l'attrazione degli investimenti e lo sviluppo d'impresa S.p.A.** (INVITALIA) cui il Ministero impartisce direttive prevedendo la priorità di accesso agli interventi di propria competenza.

Quanto alle aree di crisi non complessa, il **comma 8-bis** dell'articolo 27, inserito dall'articolo 2, comma 2 del D.L. n. 145/2013, ha demandato ad un decreto di natura non regolamentare del Ministro delle imprese e del *made in Italy*, da adottare sentita la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano, la disciplina le condizioni e le modalità per l'attuazione degli interventi, nei casi di situazioni di crisi industriali diverse da quelle complesse che presentano, comunque, impatto significativo sullo sviluppo dei territori interessati e sull'occupazione. Con [decreto direttoriale 19 dicembre 2016](#) il Ministero ha pubblicato l'elenco dei territori che possono accedere alle agevolazione per le aree di crisi industriali non complesse.

Il [Decreto del Ministro dello sviluppo economico del 24 marzo 2022](#) ha stabilito nuove modalità di accesso e funzionamento degli interventi per il rilancio delle aree di crisi industriale di cui alla Legge n. 181/89, in sostituzione della precedente disciplina attuativa (D.M. 30 agosto 2019 e circolare ministeriale 16 gennaio 2020, n. 10088, come modificata dalla circolare direttoriale 26 maggio 2020, n. 153147).

Il decreto stabilisce, in particolare, i **termini**, le **modalità e le procedure** per la presentazione delle **domande di accesso, nonché i criteri di selezione e valutazione** per la concessione ed erogazione **delle agevolazioni** in favore di programmi di investimento finalizzati alla riqualificazione delle aree di crisi industriali complesse e non complesse (**articolo 1**), demandando (**articolo 4 e 5, comma 14**) ad un'apposita circolare esplicativa ([Circolare direttoriale 237343 del 16 giugno 2022](#)) la definizione di ulteriori aspetti rilevanti per l'accesso alle agevolazioni e il funzionamento del regime di aiuto.

È data priorità all'attuazione degli interventi nell'ambito delle aree caratterizzate da crisi industriale complessa.

A tale proposito, il D.M. dispone che il soggetto gestore operi nel rispetto dei principi generali del [Regolamento 651/2014/UE GBER](#) (**articolo 2, comma 2**). Sui compiti del soggetto gestore, cfr. anche **articolo 3**). Sono ammissibili alle

¹⁶ L'articolo inoltre dispone che il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro del lavoro e delle politiche sociali, elabori **misure volte a favorire il ricollocamento professionale dei lavoratori** interessati da interventi di riconversione e riqualificazione industriale e tali misure possono essere cofinanziate dalle regioni, nell'ambito delle rispettive azioni di politica attiva del lavoro, nonché dai fondi paritetici interprofessionali nazionali per la formazione continua (comma 7).

agevolazioni le **imprese** costituite **in forma di società di capitali**, incluse le società **cooperative** di cui all'articolo 2511 e seguenti del codice civile, e le società **consortili** di cui all'articolo 2615-ter del codice civile, nonché le **reti di imprese** mediante il ricorso allo strumento del contratto di rete, le quali, alla data di presentazione della domanda di agevolazioni, sono in possesso di una serie di requisiti dettagliati nell'**articolo 4**)

Sono **ammissibili alle agevolazioni**:

- i **programmi di investimento produttivo**, nel rispetto degli articoli 13, 14 e 17 del Regolamento GBER (articoli 13,14, e 17), diretti a:
 - a) la **realizzazione di nuove unità** produttive tramite l'adozione di soluzioni tecniche, organizzative e/o produttive innovative;
 - b) l'**ampliamento e/o la riqualificazione di unità produttive esistenti** tramite diversificazione della produzione in nuovi prodotti aggiuntivi o cambiamento fondamentale del processo produttivo complessivo;
 - c) la **realizzazione di nuove unità produttive o l'ampliamento** di unità produttive esistenti;
 - d) l'**acquisizione di attivi** di uno stabilimento, ai sensi e nei limiti dell'articolo 2, punto 49, del Reg. GBER (**articolo 5, comma 3 -5**)¹⁷ -
- i **programmi** di investimento per la **tutela ambientale** i quali devono essere conformi al Regolamento GBER (artt. da 36 a 47) e devono essere diretti a:
 - a) **innalzare** il livello di **tutela ambientale** delle attività dell'impresa;
 - b) **consentire l'adeguamento anticipato** a nuove norme dell'Unione non ancora in vigore che innalzano il livello di **tutela ambientale**;
 - c) ottenere una maggiore **efficienza energetica**;
 - d) favorire la **cogenerazione** ad alto rendimento;
 - e) promuovere la **produzione di energia da fonti rinnovabili**;
 - f) **risanamento di siti** contaminati;
 - g) il **riciclaggio** e il **riutilizzo dei rifiuti** (**articolo 5, comma 6**);
- i **progetti per l'innovazione di processo** e l'innovazione dell'organizzazione (se conformi all'articolo 29 del regolamento GBER). Per le imprese di grandi dimensioni tali progetti devono essere realizzati attraverso una collaborazione effettiva con PMI e le PMI coinvolte devono sostenere almeno il 30% dei costi ammissibili del progetto (**articolo 5, comma 7**);

¹⁷ Per le **imprese di grandi dimensioni**, i programmi di investimento produttivo 3 sono ammissibili solo nel caso in cui siano realizzati in aree di crisi ricadenti nelle aree del territorio nazionale depresse (ammesse alla deroga di cui all'[articolo 107, paragrafo 3, lettera a\) del TFUE](#)) mentre nelle aree del territorio nazionale in via di sviluppo (ammesse alla deroga di cui all'[articolo 107, paragrafo 3, lettera c\) del TFUE](#)) sono ammissibili esclusivamente i programmi di cui al comma 2, lettera a), e quelli di cui alla lettera b) e d) qualora gli stessi prevedano la diversificazione della produzione e a condizione che le nuove attività non siano uguali o simili a quelle svolte precedentemente nell'unità produttiva (comma 4). Per quanto riguarda gli aiuti concessi alle imprese di grandi dimensioni per un cambiamento fondamentale del processo di produzione, i costi ammissibili devono superare l'ammortamento degli attivi relativi all'attività da modernizzare durante i tre esercizi finanziari precedenti. Per gli aiuti concessi a favore della diversificazione di uno stabilimento esistente, i costi ammissibili devono superare almeno del 200 per cento il valore contabile degli attivi che vengono riutilizzati, registrato nell'esercizio finanziario precedente l'avvio dei lavori (comma 5).

- i progetti per la **formazione del personale** (se conformi all'articolo 31 del regolamento GBER). Tali progetti devono essere strettamente coerenti con le finalità del programma d'investimento produttivo e/o di tutela ambientale e con il programma occupazionale (**articolo 5, comma 8**).
- i progetti di **ricerca industriale e sviluppo sperimentale** (se conformi all'articolo 25 GBER), finalizzati alla realizzazione di nuovi prodotti, processi o servizi o al notevole miglioramento di prodotti, processi o servizi esistenti e devono risultare strettamente connessi e funzionali con il programma d'investimento produttivo e/o di tutela ambientale (**articolo 5, comma 9**).

I programmi devono essere sviluppati **nei seguenti settori economici** a) estrazione di minerali da **cave e miniere**¹⁸; b) **attività manifatturiere**; c) **produzione di energia**, limitatamente ai programmi di investimento produttivo (e in conformità all'articolo 17 del GBER) ovvero ai programmi di investimento per la tutela ambientale; d) **attività dei servizi** alle imprese; e) **attività turistiche**, intese come attività finalizzate allo sviluppo dell'offerta turistica attraverso il potenziamento e il miglioramento della qualità dell'offerta ricettiva (**articolo 5, comma 10**).

Nel caso in cui l'intervento è disciplinato da un **apposito accordo di programma**, quest'ultimo, nei limiti dei vincoli in materia di aiuti di Stato e tenuto conto dei fabbisogni di sviluppo dei territori interessati, **può individuare ulteriori attività economiche** per l'applicazione dell'intervento, **nonché prevederne una limitazione** a specifici settori (**articolo 5, comma 11**).

Ai fini dell'ammissibilità alle agevolazioni, i **programmi di investimento produttivo** devono:

- a) riguardare unità produttive ubicate in una delle aree di crisi;
- b) prevedere **spese ammissibili complessive non inferiori a 1 milione di euro**. (per le imprese partecipanti alla rete, non inferiori a 400 mila euro);
- c) essere **avviati successivamente alla presentazione della domanda** di agevolazioni;
- d) **essere ultimati entro trentasei mesi** dalla data di stipula dei contratti di concessione delle agevolazioni, pena la revoca, fermo restando la possibilità del Soggetto gestore di concedere una proroga non superiore a dodici mesi, sulla base di una motivata richiesta dell'impresa beneficiaria;
- e) **prevedere un programma occupazionale** da realizzarsi entro dodici mesi dalla data di ultimazione del programma di investimento, caratterizzato da un incremento degli addetti.

Nei casi in cui l'intervento è disciplinato da un apposito accordo di programma, i programmi occupazionali possono essere diretti, qualora previsto dall'accordo stesso, anche al mantenimento del numero degli addetti dell'unità produttiva interessata dal programma di investimenti, purché la stessa sia operativa da almeno un biennio. L'accordo di programma può, inoltre, stabilire criteri e procedure di premialità per il conseguimento di specifiche finalità occupazionali (**articolo 5, commi 12-14**).

¹⁸ con esclusione delle miniere di carbone (decisione 2010/787/UE del Consiglio).

Le **agevolazioni** sono concesse, anche in combinazione tra loro, nella forma del **contributo in conto impianti**, del **contributo alla spesa** e del **finanziamento agevolato**, alle condizioni ed entro i limiti delle intensità massime di aiuto previste dal Regolamento GBER.

Il **finanziamento agevolato** concedibile non può essere inferiore al **20% degli investimenti** ammissibili¹⁹. La **durata massima di dieci anni** oltre un periodo di **preammortamento**, massimo di **tre anni**, commisurato alla durata del programma. Il **tasso agevolato** di finanziamento pari al **20% del tasso di riferimento** vigente alla data di concessione delle agevolazioni, fissato sulla base di quello stabilito dalla Commissione europea e [pubblicato](#). Il rimborso deve seguire un **piano di ammortamento a rate semestrali** costanti posticipate scadenti il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno. Gli **interessi** di preammortamento sono corrisposti alle medesime scadenze. L'agevolazione derivante dal finanziamento agevolato è pari alla differenza tra gli interessi calcolati al tasso di riferimento vigente alla data di concessione delle agevolazioni e quelli da corrispondere al predetto tasso agevolato. I finanziamenti relativi a iniziative comportanti **spese complessive ammissibili pari o superiori a 10 milioni** di euro devono essere assistiti da **garanzie reali**.

Il **contributo in conto impianti** e il **contributo alla spesa** sono determinati in **relazione all'ammontare del finanziamento** agevolato, nei limiti delle intensità massime di aiuto consentite.

Gli **accordi di programma**, qualora prevedano il **cofinanziamento degli interventi da parte delle regioni sottoscrittrici degli accordi stessi**, possono determinare, nel rispetto dei predetti limiti, una diversa misura del finanziamento agevolato e del contributo in conto impianti o alla spesa concedibili.

La somma del finanziamento agevolato, del contributo in conto impianti, del contributo alla spesa e dell'eventuale **partecipazione transitoria al capitale dell'impresa** (consentita alle condizioni dell'articolo 8, comma 1²⁰), **non può essere superiore al 75 per cento** degli investimenti complessivamente ammissibili (per un dettaglio, si rinvia all'**articolo 7**).

Quanto alle risorse finanziarie, si rammenta che la misura in esame è stata **più volte rifinanziata**, da ultimo con la **legge di bilancio 2021** (L. n. 178/2020, articolo 1, co. 80-81) ha incrementato la dotazione del Fondo per la crescita sostenibile di **140 milioni** di euro per l'anno **2021**, di **100 milioni** di euro per l'anno **2022** e di **20 milioni** di euro per ciascuno degli anni **dal 2023 al 2026**, destinando

¹⁹ fermi restando eventuali specifici vincoli in proposito previsti e connessi all'utilizzo delle fonti di finanziamento di volta in volta messe a disposizione.

²⁰ L'articolo 8, comma 1, facoltizza il soggetto proponente l'iniziativa agevolabile di **richiedere una partecipazione di minoranza** di INVITALIA al capitale dell'impresa. La partecipazione è definita: a) per le PMI, secondo i requisiti e i limiti indicati nell'articolo 21 del GBER; b) per le imprese di grandi dimensioni e per le PMI che non hanno le caratteristiche indicate dall'articolo 21, secondo specifiche modalità dettagliate e, comunque, previa notifica individuale della singola operazione alla Commissione europea. La partecipazione, che deve essere per sua natura transitoria, non può superare il 30% del capitale dell'impresa e non può comportare per il soggetto gestore responsabilità di gestione, né rilascio di garanzie. L'assunzione e l'alienazione delle partecipazioni al capitale sono effettuate a condizioni di mercato.

le relative risorse (complessivamente pari, nel periodo 2021-2026 a 320 milioni di euro) alla riconversione e riqualificazione produttiva delle aree di crisi industriale di cui all'articolo 27 del D.L. n. 83/2012. Il Fondo è stato finanziato anche con le risorse finanziarie del Programma operativo nazionale «Imprese e competitività 2014-2020» FESR.

Il **D.M. 23 aprile 2021** ha quantificato complessivamente le risorse in euro **661.642.835,66** provvedendo al relativo riparto 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.

CAPO III – DISPOSIZIONI FINALI E FINANZIARIE**Articolo 19, comma 1**
(*Riutilizzo dei materiali di dragaggio*)

L'**articolo 19, comma 1**, consente il riutilizzo dei materiali derivanti dall'escavo di fondali di aree portuali e marino-costiere, in ambienti terrestri e marino-costieri, anche per singola frazione granulometrica, senza più prevedere l'emanazione di un regolamento ministeriale, per disciplinare le opzioni di riutilizzo dei sedimenti di dragaggio e di ogni loro singola frazione granulometrica secondo le migliori tecnologie disponibili.

Il **comma 1 dell'articolo 19** apporta modificazioni all'art. *184-quater* del D. Lgs. n. 152/2006 (Codice dell'ambiente) al fine di:

- sopprimere, al comma *5-bis*, il riferimento alle ulteriori specificazioni tecniche definite ai sensi del comma *5-ter*;
- e abrogare il comma *5-ter*.

L'intervento, in sostanza, è rivolto a **eliminare la previsione**, contenuta nel citato comma *5-ter*, **secondo cui deve essere adottato un decreto ministeriale** che disciplini le norme tecniche in materia di opzioni di **riutilizzo dei materiali di dragaggio**, dei sedimenti di dragaggio e di ogni loro singola frazione granulometrica secondo le migliori tecnologie disponibili, che in base a determinati requisiti e condizioni cessano di essere rifiuti.

Più in particolare, i commi *5-bis* e *5-ter* dell'art. 184-quater, introdotti dall'art. 4, comma *6-quater* del D.L. 121/2021, disciplinano il riutilizzo dei materiali derivanti dall'escavo di fondali di aree portuali e marino-costiere, in ambienti terrestri e marino-costieri, anche per singola frazione granulometrica, prevedendo l'adozione di un decreto per disciplinare le norme tecniche in materia di opzioni di riutilizzo.

Secondo la relazione illustrativa, l'intervento in esame, che abroga la norma che prevede l'emanazione del suddetto decreto ministeriale, è necessario in quanto le norme tecniche in questione risultano oggetto di un [decreto ministeriale](#) che semplifica la disciplina inerente alla gestione delle terre e rocce da scavo, emanato ai sensi dell'articolo 48 del D.L. 13/2023, di prossima pubblicazione al termine della consultazione pubblica in atto.

Specificatamente, il comma *5-bis* dell'art. 184-quater, al fine di promuovere gli investimenti a favore di progetti di economia circolare, di favorire l'innovazione tecnologica e di garantire la sicurezza del trasporto marittimo, consente alle amministrazioni competenti di autorizzare il riutilizzo, in ambienti terrestri e marino-costieri, anche per singola [frazione granulometrica](#), ottenuta a seguito di

separazione con metodi fisici, dei materiali derivanti dall'escavo di fondali di aree portuali e marino-costiere, previa caratterizzazione, eventualmente anche per singole frazioni granulometriche, condotta secondo la disciplina vigente in materia stabilita all'[articolo 109 del Codice dell'ambiente](#), che disciplina l'immersione in mare di materiale derivante da attività di escavo, e all'[articolo 5-bis della legge 28 gennaio 1994, n. 84 \(Riordino della legislazione in materia portuale\)](#), che reca norme sulle operazioni di dragaggio nelle aree portuali e marino costiere poste in siti oggetto di interventi di bonifica di interesse nazionale, e salve le ulteriori specificazioni tecniche definite al successivo comma 5-ter.

A tale riguardo, il comma 5-ter dell'art. 184-*quater* ha previsto, entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore della disposizione in questione, l'emanazione di un decreto per le norme tecniche che disciplinano le opzioni di riutilizzo dei sedimenti di dragaggio e di ogni loro singola frazione granulometrica secondo le migliori tecnologie disponibili.

In tema, l'art. 6-*bis* del D.L. 77/2021 (*Governance del PNRR*) ha previsto l'emanazione con decreto ministeriale (non ancora pubblicato in G.U.) di un [Piano nazionale dei dragaggi sostenibili](#), al fine di consentire lo sviluppo dell'accessibilità marittima e della resilienza delle infrastrutture portuali ai cambiamenti climatici e la manutenzione degli invasi e dei bacini idrici.

L'art. 48 del D.L. 13/2023 prevede che con l'emanazione del decreto di semplificazione, il cui schema, come detto, è attualmente in fase di consultazione pubblica, si intervenga in materia di:

- gestione delle terre e delle rocce da scavo qualificate come sottoprodotti, ai sensi dell'articolo 184-*bis* del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;
- utilizzo nel sito di produzione delle terre e delle rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti, ai sensi dell'articolo 185, comma 1, lettera c), del decreto legislativo n. 152 del 2006;
- disciplina del deposito temporaneo delle terre e delle rocce da scavo qualificate come rifiuti;
- gestione delle terre e delle rocce da scavo nei siti oggetto di bonifica;
- disposizioni di semplificazione per i cantieri di micro-dimensioni, per i quali è attesa una produzione di terre e rocce non superiore a 1.000 metri cubi;
- abrogazione del decreto del Presidente della Repubblica 13 giugno 2017, n. 120 e l'aggiornamento delle disposizioni da esso previste tramite l'adozione del decreto oggetto della consultazione.

Articolo 19, comma 2
(Abrogazione articolo 33-ter D.L. 77/2021 – riforma del sistema di riscossione degli oneri generali di sistema elettrico)

L'**articolo 19, comma 2** dispone l'abrogazione della norma che prevede la rideterminazione delle modalità di riscossione degli oneri generali di sistema elettrico.

L'articolo 19, **comma 2**, dispone l'**abrogazione** dell'articolo 33-ter del D.L. 31 maggio 2021, n. 77 (L. n. 108/2021), che demanda ad un decreto interministeriale la rideterminazione del sistema di riscossione degli oneri generali di sistema elettrico.

In particolare, l'**articolo 33-ter** del **D.L. n. 77/2021** demanda ad un **decreto** dei Ministri dell'economia e delle finanze e della transizione ecologica (Ministero ora ambiente e sicurezza energetica), da adottare su proposta dell'ARERA, la rideterminazione delle **modalità di riscossione degli oneri generali**, prevedendo a tale fine che, anche avvalendosi di un soggetto terzo che possieda caratteristiche di terzietà e indipendenza, le partite finanziarie relative agli oneri possano essere destinate alla Cassa per i servizi energetici e ambientali **senza entrare nella disponibilità dei venditori**. Sebbene la norma non lo abbia affermato esplicitamente, la problematica relativa alla riscossione è relativa al **sistema elettrico**. Il termine per la riforma delle modalità di riscossione è stato fissato da ultimo con l'art. 11, comma 5-*octies* del D.L. n. 228/2021 (L. n. 15/2022) al **30 giugno 2022**. L'ARERA, con [Deliberazione 17 maggio 2022, n. 216/2022/R/eel](#), ha presentato ai Ministri interessati una **proposta di riforma**.

La relazione illustrativa afferma che “le soluzioni individuate sono state esaminate da ciascuna delle amministrazioni coinvolte, anche congiuntamente, e non sono state ritenute percorribili per gli impatti amministrativi ed economici che comporterebbero sul sistema”.

Gli **oneri generali di sistema** sono **componenti della bolletta**²¹ volte a finanziare obiettivi di interesse generale identificati da una serie di misure

²¹ La spesa sostenuta da famiglie e imprese per la fornitura dell'energia elettrica e del gas naturale è composta dalle seguenti [voci di spesa](#), indicate su tutte le bollette:

- il costo della materia prima (spesa per la **materia energia**),
- il costo dei servizi di rete (**trasporto**) e di misura (gestione del **contatore**),
- gli **oneri generali di sistema**,
- le **imposte (accise ed IVA)**

legislative, che attengono allo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, ma anche a misure di politica sociale (per esempio, i *bonus* sociali) e di politica industriale (per esempio, le agevolazioni per imprese energivore o alla trazione ferroviaria, esclusi i servizi sulla rete Alta Velocità) in qualche modo correlate ai sistemi energetici.

Il **D.lgs. 79/1999** – all'articolo 3, comma 11- ha istituito gli **oneri generali** del sistema elettrico come “**maggiorazioni**” dei corrispettivi del **servizio di trasporto** di energia elettrica **pagati in bolletta**. Quanto al **meccanismo di riscossione**, i fornitori (ossia i venditori) fatturano e riscuotono dai propri clienti finali gli oneri generali, con le altre voci che compongono la bolletta. I fornitori, a loro volta, pagano gli oneri generali ai distributori nelle fatture del servizio di trasporto. I distributori, quindi, ai sensi di quanto previsto nell'**articolo 36** del “*Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica*” **TIT**, versano, con cadenza mensile, il gettito degli oneri generali (componente **ASOS** e **ARIM** della bolletta, *cfr. infra*) in **appositi conti** presso la Cassa per i servizi energetico ambientali **CSEA**, la quale li destina alle diverse finalità definite dalla legge. I conti aperti presso CSEA sono molteplici e indicati nell'**articolo 41** del Testo integrato. La molteplicità dei conti è dovuta al fatto che, come sopra illustrato, sono molteplici le finalità per le quali sono riscossi gli oneri generali di sistema²².

Si rammenta come svariate sentenze del giudice amministrativo abbiano individuato nel cliente finale l'unico soggetto tenuto a pagare gli oneri generali di sistema (*cfr.* Consiglio di Stato, Sez VI, sent. 2182/2016; Tar Lombardia, Sez. II, sent.237/2017, 238/2017, 243/2017, 244/2017; Consiglio di Stato, Sez. VI, sent.5619/2017 e 5620/2017). Le statuizioni giurisprudenziali hanno in sostanza ribaltato il principio generale di metodo impostato dall'ARERA, che poneva in capo ai venditori e ai distributori l'eventuale rischio legato alla morosità della propria controparte (per i venditori, dei clienti finali, e, per i distributori, dei venditori). Pertanto, i venditori - secondo le sentenze sopra richiamate - sono tenuti a versare ai distributori solo quanto effettivamente incassato dai clienti finali²³.

Per un approfondimento, si rinvia ad ARERA, “[Guida alle voci di spesa per la bolletta elettrica e del gas](#)”.

²² È appunto a tale fine che le **componenti ASOS e ARIM** sono **suddivise** al loro interno in diverse sotto-componenti, dette **elementi**, ciascuno dei quali è destinato a finanziare ciascuna delle predette finalità.

²³ Successivamente alle pronunce giurisprudenziali, l'Autorità ha adottato da ultimo la Delibera 32/2021/R/eel del 2 febbraio 2021 che istituisce il "Meccanismo di riconoscimento degli oneri generali di sistema non riscossi dai clienti finali e già versati dai venditori alle imprese distributrici".

La delibera interviene a conclusione del procedimento di ottemperanza alle sentenze della giustizia amministrativa. La delibera (che opera i rimborsi a partire dal 2016) individua le condizioni di accesso al meccanismo, i criteri per la quantificazione e il riconoscimento degli oneri generali non riscossi e le tempistiche di presentazione delle istanze e di liquidazione dei corrispettivi da parte della CSEA. *Cfr.* ARERA, [memoria](#) depositata al Senato sull'[Affare \(Atto 397\)](#)

Appare peraltro opportuno evidenziare che **sul sistema di riscossione incide la fiscalizzazione** di quota parte **degli oneri di sistema**, attualmente *in itinere*²⁴.

In particolare, con la fiscalizzazione degli oneri di sistema afferenti al *decommissioning* nucleare e alle relative misure di compensazione territoriale disposte dalla legge di bilancio 2023, le relative sotto componenti tariffarie prima pagate in bolletta elettrica (componente tariffaria *A_{2RIM}* e componente *AmctRIM*) hanno cessato di esistere, in quanto il relativo onere è spostato sul bilancio statale. I conti presso CSEA (il **conto per il finanziamento delle attività nucleari residue**, e il **conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale**), invece, rimangono, ma le risorse che li alimentano provengono direttamente dal bilancio dello Stato.

²⁴ Il **PNRR** - nel delineare gli **obiettivi** connessi alla rimozione degli ostacoli alla concorrenza - richiesti al nostro Paese all'interno delle *Country specific recommendations* europee - ha previsto, nell'ambito della **riforma M1C2-7**- implementazione della legge sulla concorrenza (L. n. 118/2022), - di **aumentare la trasparenza della bolletta elettrica** e di **eliminare l'obbligo** per i **fornitori di riscuotere** oneri non legati alla spesa energetica, cd. **oneri impropri**. La citata **legge di bilancio 2023** (L. n. 197/2022), in ossequio a quanto previsto nel PNRR, ha disposto la **fiscalizzazione degli oneri** generali di sistema **affendenti al *decommissioning* nucleare** e alle connesse **misure di compensazione territoriale**, in linea con quanto già raccomandato da ARERA e AGCM. La legge ha demandato ad ARERA il compito di formulare, entro il **30 settembre 2023**, **proposte e relative stime per l'ulteriore estensione della fiscalizzazione** ad altre tipologie di oneri generali di sistema "impropri". ARERA, in attuazione, ha adottato la [Delibera 28 settembre 2023 432/2023/I/com](#),

Articolo 19, comma 3 *(Efficienza energetica degli impianti di illuminazione pubblica)*

L'**articolo 19, comma 3**, sopprime la previsione dettata dall'art. 19-ter del D.L. 17/2022 relativa alla emanazione di un regolamento ministeriale per stabilire gli *standard* tecnici e le misure di moderazione dell'utilizzo dei diversi dispositivi di illuminazione pubblica degli enti locali.

Il **comma 3 dell'art. 19** abroga l'articolo 19-ter del D.L. 17/2022, che nel testo previgente prevede l'emanazione di un decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti e con il Ministro dell'economia e delle finanze, sentita la Conferenza unificata, per stabilire gli *standard* tecnici e le misure di moderazione dell'utilizzo dei diversi dispositivi di illuminazione pubblica, nel rispetto dei livelli di tutela della sicurezza pubblica e della circolazione negli ambiti stradali.

La Relazione illustrativa spiega che l'intervento in esame risulta necessario in quanto, in materia di illuminazione pubblica, trovano applicazione svariate norme tecniche (in particolare: UNI 11248; UNI 10819:2021; UNI 11431:2021; il [decreto ministeriale del 28 marzo 2018](#) che disciplina i criteri ambientali minimi dei servizi di illuminazione pubblica), che riscontrano la presenza di criteri già stabiliti relativamente ai dispositivi e alla strumentazione del sistema di illuminazione pubblica.

La medesima Relazione rappresenta, inoltre, che la predisposizione del decreto *de quo* presenta notevoli criticità derivanti dalla mancanza di conoscenza dello stato dell'illuminazione pubblica degli enti locali, il che rende particolarmente complessa la definizione di una disciplina non discriminatoria, in termini di obblighi di efficientamento energetico, soprattutto in considerazione della probabile eterogeneità delle diverse situazioni territoriali. Tra l'altro, l'onere di adeguamento sarebbe posto a carico delle amministrazioni pubbliche locali (regioni, province e comuni).

L'art. 19-ter del D.L. 17/2022 ha previsto che, al fine di contenere la spesa per i servizi di illuminazione pubblica degli enti locali e perseguire una strategia di incremento dell'efficienza energetica basata sulla razionalizzazione e sull'ammodernamento delle fonti di illuminazione pubblica, con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti e con il Ministro dell'economia e delle finanze, sentita la Conferenza unificata, da adottare entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto-legge, sono stabiliti gli standard tecnici e le misure di moderazione dell'utilizzo dei diversi dispositivi di illuminazione pubblica, nel rispetto dei livelli di tutela della sicurezza pubblica e della circolazione negli ambiti stradali, secondo i seguenti criteri: a) utilizzo di appositi sensori di movimento dotati di temporizzatore variabile che garantiscano,

durante le ore notturne, l'affievolimento dell'intensità luminosa e il ripristino della piena luminosità al rilevamento di pedoni o veicoli; b) individuazione delle modalità di ammodernamento o sostituzione degli impianti o dispositivi di illuminazione esistenti, al fine di garantire che gli impianti o dispositivi siano economicamente e tecnologicamente sostenibili ai fini del perseguimento di una maggiore efficienza energetica; c) individuazione della rete viaria ovvero delle aree, urbane o extraurbane, idonee e non idonee all'applicazione e all'utilizzo delle tecnologie dinamiche e adattive di cui alla lettera a).

Articolo 19, comma 4***(Abolizione della possibilità per il Ministero dell'ambiente di accedere alle informazioni relative ai mercati elettrico e del gas)***

L'**articolo 19, comma 4**, prevede l'abrogazione della disposizione (introdotta con il decreto-legge 176/2022) che consente al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) di accedere, ai soli fini di valutazione di impatto di finanza pubblica, alle informazioni nella disponibilità del Sistema informatico integrato per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas.

Il comma in esame prevede l'**abrogazione del comma 1-ter dell'art. 11 del D.L. 176/2022**, che dispone che il MASE accede, ai soli fini di valutazione di impatto di finanza pubblica, alle informazioni nella disponibilità del Sistema informatico integrato per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas e, su richiesta, le rende disponibili al Ministero dell'economia e delle finanze.

La disposizione recata dal comma 1-ter prevede inoltre, in relazione al citato accesso, l'emanazione di un decreto ministeriale (a tutt'oggi non avvenuta) per la definizione delle ulteriori informazioni di interesse, dei tempi e delle modalità di trasmissione idonee ad assicurare la riservatezza.

In relazione al succitato sistema informatico, si ricorda che lo stesso è stato istituito, presso l'Acquirente unico S.p.a., dall'art. 1-bis del D.L. 105/2010, al fine di sostenere la competitività e di incentivare la migliore funzionalità delle attività delle imprese operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale. Lo stesso articolo dispone che tale Sistema informatico è basato su una banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali.

L'art. 22 del D.L. 1/2012 ha inoltre stabilito, al fine di promuovere la concorrenza nei mercati dell'energia elettrica e del gas, che tale Sistema informatico integrato è finalizzato anche alla gestione delle informazioni relative ai consumi di energia elettrica e di gas dei clienti finali e che la banca dati succitata raccoglie, oltre alle informazioni sui punti di prelievo ed ai dati identificativi dei clienti finali, anche i dati sulle relative misure dei consumi di energia elettrica e di gas.

Le norme richiamate hanno demandato all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (oggi Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente – ARERA) l'emanazione dei criteri generali per il funzionamento del Sistema nonché la definizione delle modalità di gestione dei flussi informativi attraverso il Sistema medesimo. Si rinvia in proposito alla [sezione "Sistema informativo integrato – SII" del sito web dell'ARERA](#).

La relazione illustrativa segnala che l'abrogazione del citato comma 1-*ter* è disposta “considerato che il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica può già accedere, tra l'altro, alle ‘informazioni rilevanti ai fini dell'attività di governo che si rendano di volta in volta necessarie’, ai sensi dell'articolo 48, comma 7, del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199”.

Articolo 20
(Disposizioni finanziarie)

L'**articolo 20** autorizza il **Ministro dell'economia e delle finanze** ad apportare con propri decreti le **occorrenti variazioni di bilancio**, ai fini dell'immediata **attuazione** delle **disposizioni** recate dal **provvedimento**, nonché a disporre, ove necessario, il ricorso ad **anticipazioni di tesoreria**, la cui regolarizzazione è effettuata con l'emissione di ordini di pagamento sui pertinenti capitoli di spesa.

Articolo 21 *(Entrata in vigore)*

L'articolo 21 dispone l'entrata **in vigore** del decreto-legge in esame il **10 dicembre 2023**.

L'**articolo 21** prevede che il decreto-legge entri in vigore il giorno successivo a quello della sua pubblicazione nella Gazzetta ufficiale della Repubblica italiana, intervenuta il 9 dicembre 2023.

Pertanto, il decreto-legge è entrato in vigore il 10 dicembre 2023.

L'**articolo 21**, inoltre, prevede la presentazione del decreto-legge alle Camere per conversione in legge.

Il decreto-legge è stato presentato alla Camera dei deputati il 9 dicembre 2023 e **dovrà essere convertito in legge entro il 7 febbraio 2024**, ossia entro sessanta giorni dalla sua pubblicazione in Gazzetta ufficiale.