



Analisi DL Energia 2026

Nota di Aggiornamento

25 febbraio 2026

Premessa

Il provvedimento genera un impatto potenzialmente significativo sui costi energetici delle imprese in Italia, che rappresentano uno dei principali fattori di perdita di competitività rispetto ai concorrenti europei. I benefici attesi per le imprese, sia pure sfalsati negli anni, andrebbero dai 20 ai 30 €/MWh sulla bolletta elettrica (a seconda delle classi di consumo per le imprese industriali), circa il 20% sul costo odierno, senza impatti sul bilancio dello Stato. Altri 10-15€ di risparmio sulla bolletta gas per i settori hard to abate e gasivori (caratterizzati da un consumo annuo di 8-10 Mld Smc di gas naturale).

Per evitare impatti ingenti sul bilancio dello Stato alcune misure puntano ad una azione sui mercati energetici. Sia nel settore elettrico che nel settore gas l'ultimo kwh determina il prezzo dell'intero sistema e due misure del provvedimento intendono abbassare il prezzo di quel kwh per ottenere un effetto leva perché riduce il valore complessivo dei mercati. In questa logica si muovono la misura che imborse l'ETS e gli oneri di trasporto gas agli impianti termoelettrici attraverso apposite componenti tariffarie e quella che elimina il gap competitivo fra l'Italia e il nord Europa (spread TTF-PSV) sul mercato gas. All'ARERA è affidato il compito di attuare queste riforme e garantirne gli effetti benefici sui consumatori, stimabili in 12 €/MWh sulla bolletta elettrica e 800 Mln euro l'anno sulla bolletta gas, entrambi strutturali.

Altre misure sono di carattere volontario e spingono alla riduzione degli oneri generali di sistema, ossia le componenti della bolletta che remunerano le rinnovabili che sono state installate negli ultimi 20 anni con incentivi statali: sono stati erogati incentivi per circa 180 Mld € e ulteriori 9 Mld€/anno sono previsti fino al 2030. Sullo stesso tema intervengono le previsioni su: i) possibile fuoriuscita volontaria dai meccanismi incentivanti, ii) l'incremento dell'IRAP sulle aziende energetiche e iii) la riduzione del supporto alle bioenergie. Si tratta di interventi con effetti di breve termine che possono però spingere anche a nuovi investimenti nel rifacimento o conversione degli impianti.

Collegata a queste misure è la proposta di promuovere la contrattualizzazione a lungo termine da parte delle imprese degli impianti rinnovabili, sia quelli arrivati al termine degli incentivi che quelli di nuova realizzazione. Gli impianti esistenti alla fine del periodo di incentivazione possono essere contrattualizzati a prezzi legati ai costi operativi e di manutenzione. La contrattualizzazione di nuovi impianti green da parte delle imprese sarà invece promossa attraverso garanzie pubbliche volte a ridurre i rischi di fallimento, sono stanziati 250 milioni di euro che si sommano ai 45 milioni già previsti per tre anni in precedenti disposizioni.

Sono inoltre presenti alcuni interventi dedicati ad alcune specifiche categorie di utenti.

Per i settori hard to abate e gasivori, come la vendita del gas posto in stoccaggio durante la crisi energetica per abbassare le loro bollette di circa 4 €/MWh nel 2026, il rafforzamento

della gas release per promuovere l'estrazione di mezzo miliardo di metri cubi all'anno da destinare loro a prezzi competitivi ed il perfezionamento della disposizione del DL Agricoltura per promuovere il loro approvvigionamento di biometano.

Per le famiglie vulnerabili si prevede un contributo aggiuntivo di 115 euro all'anno sulla bolletta elettrica per 2,7 milioni di famiglie vulnerabili che già percepiscono il bonus sociale pari a 200 euro annui. Il beneficio complessivo per queste famiglie sarà pari a 315 euro all'anno, cifra corrispondente alla metà del costo medio annuale della bolletta elettrica.

Viene altresì previsto un contributo volontario fino a 60 euro sulla bolletta elettrica per 4,5 milioni di famiglie con Isee inferiore a 25.000 euro e non titolari di bonus sociali. Il contributo è riconosciuto su base volontaria dalle imprese venditrici di energia elettrica a copertura dei costi di acquisto dell'energia del primo bimestre utile dell'anno. Ai venditori che aderiscono al meccanismo è rilasciata una attestazione che può essere utilizzata anche a fini commerciali.

Da ultimo, sono previste norme di carattere ordinamentale e includono semplificazioni per le autorizzazioni degli allacci dei datacenter alla rete, l'eliminazione delle problematiche connesse alla saturazione virtuale della rete ossia l'occupazione della capacità di connessione da parte di progetti che non vengono realizzati ma limitano le installazioni rinnovabili, e l'avvio della regolazione ARERA della Cattura e Stoccaggio della CO2.

Si riporta di seguito l'analisi puntuale dell'articolato.

CAPO I – Misure urgenti in materia di energia elettrica

Articolo 1 – Misure straordinarie volte a sostenere i costi di acquisto dell'energia elettrica delle famiglie

Per i titolari del bonus sociale elettrico è riconosciuto, per il 2026, un contributo straordinario pari a **115 euro**, erogato direttamente in bolletta

È inoltre previsto un contributo per le famiglie con ISEE fino a 25.000 euro che non rientrano nel perimetro del bonus sociale. Il contributo è riconosciuto su base volontaria dalle imprese venditrici di energia elettrica a copertura dei costi di acquisto dell'energia del primo bimestre utile dell'anno.

Il contributo è pari alla **componente PE** a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica definita da ARERA, con riferimento alla **Delibera ARERA 428/25/R/eel**, applicata ai consumi del primo bimestre utile (comunque entro il **31 maggio** di ciascun anno).

Il beneficio è riconosciuto nel rispetto di soglie di consumo pari a **0,5 MWh nel bimestre e 3 MWh nel consumo annuo precedente**. Lo sconto è applicato in fattura nel **quinto mese successivo** al bimestre di riferimento. ARERA definisce le modalità applicative entro **30 giorni** dall'entrata in vigore del decreto.

Ai venditori che aderiscono al meccanismo è rilasciata una **attestazione utilizzabile anche a fini commerciali**, con modalità definite da ARERA e pubblicazione sul portale istituzionale.

Articolo 2 – Misure urgenti per la riduzione della componente ASOS delle bollette elettriche e il sostegno alle utenze non domestiche

L'articolo 2 intende ridurre gli oneri generali di sistema pagati dalle imprese (componente ASOS), ossia quella quota della bolletta elettrica destinata al finanziamento di politiche di sostegno, in particolare alle fonti rinnovabili. Dal 2005 ad oggi sono stati cumulativamente forniti incentivi alle rinnovabili per circa 180 Mld€ ed i meccanismi esistenti prevedono di dover versare circa 9 Mld€ ogni anno da qui al 2030.

In particolare, viene previsto un meccanismo di rimodulazione degli incentivi del Conto Energia per impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW, configurato esplicitamente su base volontaria. La misura riguarda gli impianti incentivati tramite i Conti Energia I, II, III e IV, caratterizzati da premi fissi non indicizzati ai prezzi di mercato e con scadenza dell'incentivo successiva al 1° gennaio 2029. La potenziale platea + di circa 52.419 impianti, per una potenza complessiva di circa 13,3 GW.

Il beneficio della riduzione ASOS è destinato alle utenze non domestiche in bassa tensione con potenza superiore a 16,5 kW, alle utenze in media tensione e a quelle in alta e altissima tensione, con esclusione dell'illuminazione pubblica e delle imprese energivore iscritte negli elenchi CSEA. Il meccanismo di "spalma-incentivi" intende ridurre il contributo percepito dagli impianti rinnovabili al 70% (sub a) o all'85% (sub b) sul secondo semestre 2026 e su tutto il 2027 in cambio dell'estensione del periodo di incentivazione di tre o sei mesi (gli operatori sono chiamati ad aderire entro il 31 maggio 2026)

La scelta della volontarietà costituisce un passaggio rilevante perché evita un intervento retroattivo obbligatorio, che avrebbe potuto generare contenziosi diffusi e compromettere la fiducia del mercato e degli investitori. Durante il periodo di estensione, il GSE riconosce una tariffa pari alla media delle tariffe ridotte percepite nel periodo precedente. Chi non aderisce resta nel regime originario.

In parallelo, il decreto prevede anche una possibile fuoriuscita volontaria dai meccanismi di incentivazione per una potenza massima di 10 GW, con priorità per gli impianti che avranno aderito allo spalma-incentivi. L'adesione deve avvenire entro il 30 settembre 2026 e la fuoriuscita decorre dal 1° gennaio 2028.

La fuoriuscita anticipata garantisce agli operatori di ricevere a partire dal 1° gennaio 2028 un corrispettivo contante per 10 anni pari al 90% del valore attualizzato dei flussi di cassa dell'incentivo residuo, calcolato dal GSE come valore base; su tale base i produttori

presentano offerte a ribasso nell'ambito di una procedura competitiva e il GSE seleziona le offerte fino al raggiungimento del contingente, massimizzando il beneficio per il sistema.

Il corrispettivo riconosciuto è quello risultante dall'asta ed è erogato in rate costanti su dieci anni, con tasso determinato dal GSE entro un limite massimo del 6%, a condizione che si investa nel rifacimento integrale degli impianti, raddoppiando la potenza (incremento della producibilità almeno del 40%) tra il 2028 e il 2030, con incremento significativo della producibilità fino al raddoppio o almeno del 40% a seconda delle configurazioni, ed utilizzando pannelli fotovoltaici made in EU ad alta efficienza, iscritti ai moduli B e C del registro ENEA ai sensi del DL 181/2023.

Questi impianti potranno poi partecipare ai futuri meccanismi di incentivazione limitatamente alla potenza incrementale rispetto alla situazione attuale, in particolare ai nuovi meccanismi di supporto previsti dal d.lgs. 199/2021, la quale potrà essere comunque contrattualizzata a termine, ad esempio, attraverso PPA mentre per la quota corrispondente alla potenza originaria è prevista la contrattualizzazione a lungo termine.

Per abilitare questi interventi viene infine semplificato il *permitting* posizionando in attività libera il repowering degli impianti in aree industriali.

La misura può contribuire a ridurre gli oneri in bolletta soprattutto per PMI e grandi imprese non energivore, cioè per le utenze connesse in bassa, media, alta e altissima tensione, che rappresentano la quasi totalità del tessuto produttivo italiano, e, al contempo, consentire ai produttori di ricevere una somma per effettuare investimenti sugli impianti green.

Qualora la partecipazione sia pari al 30% della platea interessata e ipotizzando che il 70% di tale quota aderisca all'opzione sub (a) e il 30% aderisca all'opzione sub (b), la riduzione del fabbisogno ASOS potrebbe essere pari a 146 milioni di euro per l'anno 2026 e di 292 milioni di euro per l'anno 2027. Inoltre, dal 2028 al 2031, considerata la fuoriuscita dal meccanismo dei Conti Energia I-IV può stimarsi una riduzione del costo dei meccanismi, e di conseguenza un minor fabbisogno di approvvigionamento ASOS, per un valore pari a 1.999 milioni per il 2028 e di 1.901 milioni di euro per il 2029, di 1.703 milioni per il 2030 e di 1.083 milioni per il 2031.

Articolo 3 - Disposizioni in materia di aliquota IRAP per le imprese del comparto energetico

L'articolo 3 introduce una misura di natura fiscale, finalizzata a reperire risorse per interventi di riduzione delle componenti parafiscali della bolletta applicate alle imprese non energivore (componente ASOS). La disposizione prevede, per due periodi d'imposta, un incremento pari a 2 punti percentuali dell'aliquota IRAP applicabile a una platea di soggetti operanti nel comparto energetico, individuati in modo oggettivo attraverso specifici codici ATECO

riportati di seguito. Le risorse derivanti dalla misura sono valutate in 431,5 milioni di euro nell'anno 2026, 501,1 milioni di euro nell'anno 2027 e 68,4 milioni di euro nell'anno 2028.

B - ATTIVITÀ ESTRATTIVE

- 09.1 Attività di supporto all'estrazione di petrolio e gas naturale
- 09.9 Attività di supporto ad altre attività estrattive

C - ATTIVITÀ MANIFATTURIERE

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

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

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

Sulla base dei consumi della platea interessata, pari a 125 TWh, si stima un beneficio medio derivante dalla misura pari a 3,5 euro/MWh per l'anno 2026, 4 euro/MWh per l'anno 2027 e di 0,54 euro/MWh per l'anno 2028.

Articolo 4 – Disposizioni urgenti per promuovere la contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte delle imprese

L'articolo 4 si colloca in una prospettiva strutturale in termini di politica industriale essendo orientato a costruire una soluzione duratura al problema della volatilità dei prezzi, rendendo concretamente accessibile il mercato dei PPA anche a soggetti che oggi non riescono a partecipare, ovvero le piccole e medie imprese.

In particolare, viene adeguata la bacheca PPA per stimolare la stipula di contratti di durata non inferiore a tre anni, attraverso il potenziamento del ruolo del GSE quale soggetto in grado di offrire una garanzia pubblica di ultima istanza.

La previsione di una garanzia pubblica era già prevista, con una dotazione di 45 milioni di euro annui per tre anni, ma viene integrata con ulteriori possibili garanzie per un importo addizionale di 250 milioni di euro per affrontare uno dei principali ostacoli alla diffusione dei PPA in Italia: il rischio di controparte e la frammentazione della domanda.

La società Acquirente unico S.p.a. svolge, secondo condizioni e modalità stabilite dall'ARERA, servizi di aggregazione della domanda di energia elettrica finalizzati a favorire la contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte delle imprese, anche mediante schemi di contratto *standard*, che tengano conto della distribuzione temporale dell'energia oggetto del contratto e degli specifici profili di consumo.

Nella misura viene anche data la possibilità ai Consorzi per le Aree di Sviluppo Industriale (ASI) di identificare aree da destinare allo sviluppo degli impianti, con il supporto del GSE, e inserite prescrizioni per gli impianti rinnovabili arrivati alla fine del periodo di incentivazione. Questi impianti possono partecipare ad apposite procedure svolte dal GSE per l'allocazione dell'energia ai consumatori ad un prezzo volto a coprire esclusivamente i costi per l'esercizio e il mantenimento degli impianti.

Agli impianti che, al termine del periodo di incentivazione, siano selezionati, con priorità sulla bacheca PPA è garantita una premialità pari al 15% della differenza, se positiva, tra la media annua ponderata, sulle quantità contrattualizzate, dei prezzi del mercato spot nella zona in cui è localizzato l'impianto e il prezzo riconosciuto nell'ambito del servizio di aggregazione. Gli oneri per la copertura della premialità saranno applicati sugli oneri generali di sistema.

In un contesto caratterizzato da forte volatilità e da prezzi all'ingrosso che possono variare drasticamente, l'accesso a contratti pluriennali su energia rinnovabile a condizioni stabili costituisce uno strumento essenziale per la competitività industriale. Resta tuttavia essenziale che le modalità attuative garantiscano condizioni di accesso chiare, tempi rapidi e una gestione rigorosa del rischio, affinché l'intervento pubblico non produca inefficienze ma favorisca un vero ampliamento del mercato.

La produzione che potrebbe essere oggetto di offerta ai clienti finali partecipanti alle procedure competitive lato domanda sopra descritte, riguardanti impianti fotovoltaici o eolici che non risultano contrattualizzati attraverso meccanismi di incentivazione, ammonta attualmente a circa 24 TWh/anno. Ipotizzando un prezzo del PPA nell'ambito del servizio di aggregazione di 40 euro/MWh a fronte di un prezzo medio di mercato pari a 100 euro, si possono stimare benefici per le imprese partecipanti di 1 Mld€.

Articolo 5 – Misure per la riduzione degli oneri generali di sistema derivanti dalle bioenergie

L'articolo 5 interviene sugli oneri generali di sistema derivanti dalle bioenergie, attraverso la revisione del meccanismo dei prezzi minimi garantiti (PMG) applicabile agli impianti a biomassa e biogas. L'obiettivo dichiarato è ridurre l'impatto di tali componenti sul costo finale dell'energia elettrica, con un effetto di alleggerimento tariffario per famiglie e imprese.

La norma prevede una rimodulazione dei PMG basata su due elementi principali:

- (i) la definizione di un numero massimo di ore o periodi semestrali incentivabili e
- (ii) la progressiva riduzione dei valori riconosciuti, differenziata per tipologia di impianto.

L'attuazione operativa del nuovo meccanismo è demandata ad ARERA, che dovrà definire entro 90 giorni dall'entrata in vigore del decreto i criteri applicativi, stabilendo anche la differenziazione del riconoscimento in funzione della continuità produttiva e delle caratteristiche tecniche degli impianti.

La riduzione non si configura come un taglio automatico e lineare, ma come un percorso graduale collegato alla scadenza dei meccanismi incentivanti vigenti. Il decreto distingue inoltre tra impianti inseriti in un processo produttivo e impianti non inseriti in processi produttivi, prevedendo una priorità di intervento su questi ultimi. Per gli impianti asserviti a un processo produttivo, la norma riconosce l'esigenza di aggiornare il numero massimo di ore incentivabili in modo da salvaguardare la flessibilità del sistema elettrico, tenendo conto anche del ruolo degli impianti nelle fasi di accensione, spegnimento e nell'utilizzo dei combustibili ammessi.

La norma garantirebbe risparmi pari a 5,2 miliardi cumulati al 2030 e a 21,9 miliardi cumulati al 2037. Tali risparmi troveranno compensazioni nei corrispondenti minori prelievi ASOS.

Dalla revisione del meccanismo si prevede un tendenziale di spesa pari a 579 milioni di euro per l'anno 2026, 657 milioni di euro per l'anno 2027, 859 milioni di euro per l'anno 2028, 939 milioni di euro per l'anno 2029, 561 milioni di euro per l'anno 2030, 165 milioni per l'anno 2031, 148 milioni per ciascuno degli anni 2032-2033, 146 milioni per ciascuno degli anni 2034-2035, 86 milioni per l'anno 2036 e 72 milioni per l'anno 2037. Per gli impianti con incentivi scaduti o in scadenza, l'accesso ai prezzi minimi garantiti è subordinato a condizioni e limiti temporali specifici, senza configurare un'esclusione generalizzata automatica. È inoltre previsto che le richieste di accesso al meccanismo possano essere presentate fino al 31 dicembre 2030, fissando una finestra temporale definita per la transizione verso il nuovo regime.

Per gli impianti a biogas, il decreto introduce un percorso di riduzione degli oneri su un orizzonte più lungo, con valori tendenziali annuali indicati fino al 2037 e con un trattamento

distinto per gli impianti riconvertiti a biometano, per i quali sono previste regole specifiche di accesso e riduzione.

Articolo 6 – Misure urgenti per la riduzione degli oneri del gas naturale prelevato ai fini della produzione di energia elettrica e per il rafforzamento della concorrenzialità dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica

L'articolo 6 rappresenta la disposizione più delicata e, al contempo, potenzialmente più incisiva sul prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso. Il decreto interviene infatti sulla formazione del prezzo della borsa elettrica, prevedendo un meccanismo che, nella sostanza, consente di scorporare l'impatto dell'ETS e di altri oneri dalla dinamica di formazione del prezzo (PUN) che viene fissato nella maggioranza delle ore dagli impianti termoelettrici anche per tutte le altre tecnologie che immettono energia in rete, comprese le rinnovabili e gli altri impianti infra-marginali.

Il costo sostenuto dagli impianti termoelettrici per l'acquisto delle quote del meccanismo ETS e per alcuni oneri del sistema gas verrebbe loro rimborsato attraverso apposite componenti della bolletta elettrica, facendo in modo che questi non lo trasferiscano più sul prezzo dell'energia generata.

Il beneficio complessivo netto derivante dallo spostamento degli oneri gas per gli utenti del sistema elettrico è stimato in circa 900 milioni di euro annui, pari a circa 3 €/MWh. Il beneficio complessivo netto derivante dallo spostamento dell'ETS è pari a circa 3 miliardi di euro, ovvero 9,3 €/MWh. Lo spostamento di queste partite economiche da "monte" – ossia dal prezzo della borsa elettrica - a "valle" – ossia su componenti tariffarie – comporta un beneficio netto positivo in bolletta pari, secondo le stime inserite nella relazione tecnica del provvedimento, a circa 12 €/MWh.

Si tratta di un intervento che, se realizzato in modo efficace, avrebbe carattere strutturale e porterebbe benefici a tutte le imprese, energivore e non energivore, contribuendo in modo significativo alla riduzione del differenziale di prezzo del mercato elettrico rispetto agli altri Paesi europei.

ARERA dovrà vigilare per assicurare che le rinnovabili contribuiscano ad abbattere il prezzo all'ingrosso per tutto il Paese (contrasto a eventuali fenomeni di trattenimento economico di capacità). Inoltre, per garantire che la riduzione sia effettiva è previsto che l'ARERA verifichi che gli effetti della norma siano pienamente trasferiti nelle offerte di vendita dagli impianti termoelettrici. Nel caso di verifica negativa, il produttore è tenuto a restituire i rimborsi da loro percepiti, maggiorati da eventuali sanzioni.

Resta tuttavia un elemento imprescindibile: la misura, per produrre effetti, richiede l'approvazione della Commissione europea e dovrà essere attentamente valutata alla luce della disciplina sul mercato interno e sugli aiuti di Stato, nonché della coerenza con il regolamento europeo sul mercato elettrico. Potrebbe essere il primo passo su base nazionale di una revisione della disciplina ETS da attuare a livello europeo.

Articolo 7 – Misure urgenti per la connessione alla rete degli impianti alimentati a fonti rinnovabili

L'articolo 7 affronta uno dei principali colli di bottiglia che ostacolano lo sviluppo di nuova capacità rinnovabile e, più in generale, la transizione energetica in chiave industriale: la saturazione virtuale delle reti. Il fenomeno consiste nell'occupazione della capacità di connessione da parte di progetti che non giungono a realizzazione, generando congestioni amministrative e tecniche che impediscono ai progetti effettivamente cantierabili di ottenere accesso alla rete.

Negli ultimi anni, a fronte della forte crescita delle richieste di connessione per impianti FER – spesso per volumi multipli rispetto agli obiettivi di installazione effettiva – le richieste presentate a Terna e ai distributori hanno superato di gran lunga la capacità disponibile sulle reti di trasmissione e distribuzione. In molti casi, tuttavia, una quota significativa di tali richieste non si traduce in cantieri o entra in una fase di stallo autorizzativo, determinando una “congestione amministrativa” che blocca capacità solo formalmente impegnata ma non effettivamente utilizzata.

La saturazione virtuale si distingue quindi dalla saturazione fisica: non deriva necessariamente da limiti tecnici immediati della rete, ma dall'accumulo di pratiche pendenti e di soluzioni di connessione accettate che non evolvono in impianti realizzati. Ciò produce effetti distorsivi, rallenta gli investimenti e aumenta l'incertezza per operatori industriali e finanziatori.

La disposizione interviene rafforzando il ruolo di Terna e dei gestori di rete nella gestione della capacità disponibile e nella trasparenza informativa sullo stato delle richieste e delle disponibilità.

La disposizione introduce un principio di maggiore selettività e responsabilizzazione, prevedendo procedure trasparenti e non discriminatorie per l'allocazione della capacità, con la possibilità di assegnazioni definitive solo a soggetti che dispongano di titolo autorizzativo e che rispettino tempistiche e adempimenti. Viene inoltre rafforzata la possibilità di decadenza delle soluzioni di connessione in caso di mancata autorizzazione o mancato rispetto di termini stringenti, come la presentazione dell'istanza autorizzativa entro 90 giorni dall'accettazione della soluzione.

In tale contesto, l'articolo 7 introduce una disciplina più stringente finalizzata a superare la logica della "prenotazione" di capacità non seguita da realizzazione, prevedendo criteri e passaggi procedurali coerenti con la cantierabilità effettiva dei progetti.

La ratio dell'intervento è favorire una riallocazione dinamica della capacità, in modo che le posizioni "dormienti" o non avanzate liberino spazio per progetti maturi, riducendo il tempo medio tra richiesta di connessione e realizzazione dell'impianto.

Un ulteriore elemento innovativo riguarda la possibilità di rendere disponibili nuove capacità di connessione anche in contesti di saturazione, attraverso meccanismi di gestione della capacità "in eccesso" rispetto a quella formalmente disponibile, purché definiti secondo criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori.

Tale impostazione consente di valorizzare meglio le potenzialità effettive della rete, tenendo conto dei profili di produzione non simultanei, delle curve di carico e degli interventi programmati di potenziamento, superando una visione meramente statica della capacità disponibile. Si tratta di un passaggio essenziale per accelerare la realizzazione di nuova capacità rinnovabile, che è condizione necessaria per abbassare strutturalmente i prezzi e per rendere credibile la strategia di decarbonizzazione industriale. In prospettiva, la norma può contribuire a liberare capacità di rete, ridurre congestioni e migliorare l'efficienza complessiva del processo di connessione, con benefici diretti per lo sviluppo di impianti FER contrattualizzati anche tramite PPA.

L'articolo collega, inoltre, il tema della saturazione virtuale alla pianificazione dello sviluppo di rete, valorizzando il coordinamento tra disponibilità di capacità, interventi di potenziamento e requisiti di sicurezza del sistema elettrico.

In questo senso, la misura si inserisce in un quadro più ampio di riforma delle procedure di connessione e di accelerazione degli investimenti infrastrutturali, coerente con gli obiettivi del PNIEC e con la necessità di integrare quote crescenti di generazione non programmabile.

Infine, il provvedimento assume rilievo anche per la gestione delle modifiche progettuali e per gli impianti esistenti, prevedendo che in alcuni casi le soluzioni di connessione possano essere rimodulate o adeguate, favorendo interventi di repowering e ammodernamento senza aggravare ulteriormente la congestione.

Nel complesso, l'articolo 7 mira a trasformare la gestione della capacità di rete da un sistema fondato sulla mera priorità temporale ("first come, first served") a un modello maggiormente orientato all'effettiva realizzazione degli impianti, riducendo le asimmetrie informative e aumentando la certezza per gli investimenti industriali nel settore delle FER.

Articolo 8 – Procedimento unico per il rilascio delle autorizzazioni ai progetti di centri dati

L'articolo 8 introduce un procedimento autorizzatorio unico per la realizzazione e l'ampliamento dei centri dati individuati dal Regolamento delegato (UE) 2024/1364, includendo anche le reti di connessione di utenza di qualunque tensione. L'autorizzazione è rilasciata dall'autorità competente per l'AIA, ai sensi dell'articolo 7, commi 4-bis e 4-ter, del d.lgs. 152/2006, e non può essere delegata a enti sub-provinciali nei casi previsti dal principio di adeguatezza.

L'istanza deve contenere tutti gli elaborati necessari per acquisire i diversi titoli richiesti (AIA, VIA, autorizzazione paesaggistica o culturale, utilizzo delle acque, emissioni in atmosfera e ogni altro atto di assenso). Se il progetto è soggetto a VIA, i termini di tale procedimento sono dimezzati e l'intero iter deve concludersi entro dieci mesi dalla verifica di completezza della documentazione, prorogabili solo in via eccezionale e per un massimo di tre mesi.

L'autorizzazione unica è rilasciata tramite conferenza di servizi, con la partecipazione di tutte le amministrazioni competenti. Se, in sede di screening, il progetto è assoggettato a VIA, l'istanza deve essere depositata entro 90 giorni, pena l'archiviazione del procedimento.

Per i progetti dichiarati di interesse strategico nazionale si applica la disciplina speciale prevista dall'articolo 13 del DL 104/2023. Per le connessioni superiori a 220 kV già autorizzate alla data di entrata in vigore del decreto, la competenza sulle opere di connessione è attribuita alla regione interessata (o a quella su cui ricade la maggior parte delle opere). L'articolo prevede infine la clausola di invarianza finanziaria.

CAPO II – Misure urgenti in materia di gas naturale

Articolo 9 – Misure urgenti per l'abbattimento del prezzo della bolletta del gas delle imprese

L'articolo prevede che il GSE e SNAM procedano alla vendita del gas presente in stoccaggio che era stato acquistato dal Paese nel periodo della crisi energetica ed i proventi siano utilizzati nel limite massimo di 200 Mln€ per l'attivazione del servizio di liquidità (vedi articolo 10) e per la quota restante per ridurre gli oneri e le ulteriori componenti tariffarie del gas nel 2026 per le imprese grandi consumatrici di gas (imprese direttamente connesse alla rete di trasporto, imprese gasivore anche se connesse alla rete di distribuzione e altri clienti finalicon consumi superiori a 80.000 Smc/a).

Dalla valorizzazione a mercato del gas stoccato dal GSE, i cui volumi sono pari a 1 miliardo di smc, è atteso un incasso intorno ai 290 milioni di euro. Dalla valorizzazione del gas

stoccato da SNAM, i cui volumi sono pari a 1,1 miliardi di smc, è atteso prudenzialmente un incasso stimato pari a 319 milioni di euro.

L'Autorità deve rideterminare le componenti tariffarie applicate ai clienti finali (esclusi i domestici e gli impianti termoelettrici per la produzione di elettricità) per favorire un allineamento delle agevolazioni tra le diverse classi di consumo e ridurre gli oneri nelle classi con livelli più elevati, con un beneficio stimato in almeno 409 milioni di euro corrispondente a circa 4 €/MWh sulle bollette gas degli interessati.

Articolo 10 – Misure volte a promuovere concorrenza e l'integrazione dei mercati all'ingrosso del gas

La norma mira a rafforzare la concorrenza e l'integrazione del mercato italiano del gas con quello europeo, anche mediante la compensazione degli effetti sui prezzi derivanti dal cumulo dei costi di trasporto per l'importazione del gas naturale dall'Europa del Nord.

Il mercato all'ingrosso del gas naturale italiano, che si basa sulla cessione del gas al Punto di Scambio Virtuale (PSV), ha storicamente visto prezzi più elevati rispetto a quelli del mercato del nord Europa, in particolare rispetto al mercato olandese del Title Transfer Facility (TTF). Questo divario di prezzo è dovuto alle modalità di copertura dei costi delle infrastrutture di trasporto intra-UE, che generano l'effetto "pancaking". Il costo del trasporto dal nord Europa all'Italia accresce poi il costo di tutto il gas consumato in Italia poiché il meccanismo di formazione del prezzo del mercato porta l'approvvigionamento economicamente più costoso a fissare il prezzo per tutte le rotte di importazione.

L'articolo prevede che l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA) introduca un "servizio di liquidità" per quantità di gas predefinite, tale da rimborsare agli importatori i costi logistici dal nord Europa e fornire adeguato compenso a fronte dell'impegno a immettere gas nel sistema italiano al prezzo del TTF. Nel caso in cui la misura non riuscisse a eliminare completamente lo spread tra il TTF e il PSV, il gas ceduto potrebbe essere venduto a prezzi superiori a quelli previsti contrattualmente, generando maggiori proventi che devono essere retrocessi a SNAM, e destinati alla riduzione degli oneri di trasporto gas.

Si stima che i costi per l'attuazione della misura, derivanti dalla copertura degli oneri tramite una rimodulazione dei corrispettivi del trasporto, siano pari a 200 milioni di euro coperti con le risorse derivanti dalla vendita del gas stoccato da SNAM (vedi articolo 9). Questo valore è stimato considerando premi basati su costi di trasporto adeguatamente maggiorati, con quantitativi di gas soggetti a obbligo di offerta, stabiliti da ARERA, che ammontano a circa 10 milioni di smc all'anno per tutto l'anno (a un costo unitario di 2,5 €/smc) e ulteriori 20 milioni di smc annui per circa 150 giorni del periodo invernale (a un costo unitario di circa 4 €/smc).

Qualora la misura dovesse azzerare lo spread tra il prezzo TTF e il prezzo PSV, si stimano benefici lordi pari a 2 €/MWh sul mercato gas, ovvero un beneficio annuo di 800 milioni di euro per i consumatori gas. Si otterrebbero, inoltre, ulteriori 800 milioni di euro di risparmi per i consumatori elettrici, ossia 2-4 €/MWh in riduzione del prezzo del mercato elettrico.

Al fine di permettere al Governo di valutare l'opportunità di promuovere azioni volte a superare le distorsioni di mercato derivanti dai costi di trasporto sostenuti per l'uso delle infrastrutture che collegano i sistemi energetici di Italia, Germania e Svizzera, entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'ARERA è altresì tenuta a presentare al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica una proposta per la piena integrazione dei mercati del gas naturale italiano e tedesco attraverso le infrastrutture di trasporto situate sul territorio svizzero.

Articolo 11 – Disposizioni urgenti per la competitività delle imprese e la decarbonizzazione delle industrie

L'articolo 11 interviene su diversi aspetti rilevanti per i settori industriali, in particolare la fornitura di gas naturale (attraverso una modifica della gas release), la fornitura di biometano e lo sviluppo della Cattura, trasporto, Utilizzo e Stoccaggio della CO₂ (CCUS).

In merito al primo tema l'articolo modifica l'articolo 16 del DL 1° marzo 2022, n. 17, per ottimizzare il meccanismo di approvvigionamento di lungo termine del gas (gas release) e semplificare le procedure autorizzative per la produzione di gas. Sono introdotte modifiche ai meccanismi di approvvigionamento di lungo termine e alle clausole contrattuali, con particolare riferimento a prezzi, durata dei contratti e modalità di determinazione dei corrispettivi. L'obiettivo è rafforzare la competitività industriale e accompagnare i processi di decarbonizzazione, anche favorendo l'utilizzo di gas e biometano in coerenza con le traiettorie di transizione energetica. Attraverso la gas release potrebbe essere ottenuto secondo le stime attuali un volume di gas pari a 500-600 Mln Smc/a che potrebbe arrivare a 2 Mld Smc/a in caso di ampliamento territoriale delle estrazioni nel medio-alto adriatico.

In merito al secondo tema, l'articolo interviene anche sull'art. 5-bis del Decreto-Legge 15 maggio 2024 n.63 che aveva previsto la possibilità per i settori hard to abate di contrattualizzare il biometano prodotto secondo gli schemi di incentivazione statali, azzerando il valore delle garanzie di origine. La presente norma è volta a prevenire comportamenti elusivi evitando che il costo delle garanzie di origine venga traslato su altre voci di costo dei contratti, limitando gli oneri che i produttori possono applicare sui settori industriali ai soli corrispettivi per la gestione operativa degli accordi stessi. Per garantire una ampia diffusione del biometano incentivati fra i settori industriali è altresì previsto un massimo approvvigionabile per ogni soggetto hard to abate (pari al 35% dei propri consumi).

In merito al terzo tema, viene previsto che nelle more dell'adozione di una disciplina organica sulla CCUS, l'ARERA definisca un quadro preliminare di principi e criteri per l'accesso alla rete di trasporto e ai siti di stoccaggio e alla contabilizzazione delle relative emissioni evitate di CO₂.