

DL BOLLETTE: UN PROVVEDIMENTO DEBOLE CHE NON AIUTA FAMIGLIE E IMPRESE. TROPPO TARDI E TROPPO POCO.

Il cosiddetto **decreto bollette**, decreto-legge n. 21 del 20 febbraio 2026, nelle dichiarazioni del Governo dovrebbe affrontare un nodo strutturale dell'economia italiana: **il costo dell'energia**.

Il differenziale di prezzo dell'energia elettrica tra l'Italia e i principali competitor europei — stimato in circa 25 €/MWh rispetto alla Germania, 35 €/MWh rispetto alla Francia, 45 €/MWh rispetto alla Spagna — continua a **erodere la competitività** del sistema produttivo nazionale e a comprimere il potere d'acquisto delle famiglie, in particolare di quelle più vulnerabili.

Purtroppo è un provvedimento debole, di facciata, senza un disegno complessivo che sostenga davvero famiglie e imprese. Non ci sono nuove risorse strutturali, ma redistribuzioni interne e stime di possibili effetti futuri legati alle dinamiche di mercato.

Per il 2026 il bonus per le famiglie vulnerabili sale a 115 euro, ma le risorse restano 315 milioni. Nessun euro in più. E soprattutto il contributo del 2026 non si somma ai 200 euro del 2025, come inizialmente lasciato intendere: **è una misura più debole rispetto a quanto previsto lo scorso anno**.

Per le imprese che consumano energia si riducono oneri e si rimodulano incentivi esistenti, ma **non si interviene sulle cause strutturali del caro energia**. Si sposta il peso dentro il sistema, senza cambiarne l'architettura e il **conto viene portato in bolletta**.

La BCE ha certificato **che in Italia le famiglie pagano l'energia elettrica fino al doppio rispetto alle imprese energivore**. Il decreto non affronta questa distorsione, non riforma il meccanismo che lega il prezzo dell'elettricità al gas e non mette in campo una strategia industriale pluriennale. Finché il prezzo resta agganciato al gas, basta una crisi internazionale per riportarci al punto di partenza. **Questo decreto gestisce il presente, ma non costruisce il futuro**. L'Italia ha bisogno di una riforma strutturale del mercato elettrico, di stabilità regolatoria e di un piano energetico industriale serio.

Il Pd non si è limitato a bocciare il contenuto del decreto-legge, **ma ha portato avanti un'azione emendativa** ricca di proposte alternative, 97 emendamenti che formano un disegno complessivo e articolato che **persegue tre obiettivi strategici**:

- 1) **Rafforzare l'equità sociale delle misure di sostegno.** Il decreto stanziava risorse per il contributo straordinario sulle bollette, in questo caso le critiche del PD riguardano i criteri di accesso, la platea dei beneficiari, la trasparenza nell'erogazione e la mancanza di strumenti strutturali di contrasto alla povertà energetica. Non basta distribuire un contributo una tantum: occorre costruire un sistema stabile di protezione per le utenze vulnerabili, con parametri aggiornati (ISEE, povertà energetica) e meccanismi di erogazione automatica e verificabile.
- 2) **Proporre alternative tecnicamente fondate al cuore del decreto.** L'articolo 6 — il meccanismo di prelievo sui ricavi degli impianti termoelettrici gas — è la norma politicamente e tecnicamente più controversa del provvedimento. Il PD non si è limitato a criticarla: ha presentato proposte alternative — il CfD inverso per gli impianti marginali gas (6.3), il meccanismo di stabilizzazione anticiclica del prezzo marginale (6.4), il disaccoppiamento strutturale della componente ETS dal prezzo marginale (6.27), il Carbon Adjustment Corridor da promuovere in sede europea (6.07), l'accisa mobile sui prodotti energetici (6.02).
- 3) **Aprire cantieri normativi su temi che il decreto trascura.** Le concessioni idroelettriche, le comunità energetiche rinnovabili, il teleriscaldamento, i sistemi di accumulo elettrochimico e di pompaggio idraulico il gas release per le PMI, la geotermia, sono temi di grande rilevanza per la transizione energetica e per l'equità territoriale che invece il decreto ignora. Il PD li ha portati in Commissione con emendamenti strutturati, costruendo un'agenda politica che va oltre il provvedimento contingente.

Scenario macroeconomico e industriale 2019–2026

L'industria italiana ha attraversato tra il 2019 e il 2026 una fase caratterizzata da shock successivi: pandemia, crisi energetica, rialzo dei tassi, rallentamento della domanda europea e crescente competizione internazionale sostenuta da massicce politiche industriali pubbliche in Stati Uniti e Cina. I dati sull'Indice della Produzione Industriale evidenziano una traiettoria di **progressivo indebolimento**: $-2,1\%$ nel 2023, $-3,5\%$ nel 2024, con il 2025 che si attesta ancora sotto i livelli pre-pandemia.

Questa contrazione riflette criticità strutturali: costo dell'energia, debolezza degli investimenti, incertezza regolatoria, assenza di politica industriale organica. Il divario di competitività tra l'Unione europea e gli Stati Uniti ha raggiunto il 30% del PIL pro capite, con il **costo dell'energia identificato come fattore determinante** (prezzi EU 2-3 volte quelli USA).

Sul versante export, la crescita nominale del biennio 2021-2022 è stata trainata prevalentemente dall'inflazione dei prezzi piuttosto che da una crescita dei volumi. Nel biennio 2024-2025 le acquisizioni di imprese italiane da parte di soggetti esteri risultano sistematicamente superiori alle operazioni inverse, segnalando una progressiva perdita di controllo su segmenti strategici del Made in Italy.

Energia come infrastruttura competitiva del sistema produttivo

L'energia non è solo un input produttivo: è infrastruttura materiale della competitività. Come le reti di trasporto, la logistica, il credito o il capitale umano, anche l'energia determina la capacità di un sistema economico di produrre, innovare e attrarre investimenti. **Per troppo tempo il dibattito ha separato la regolazione dei mercati energetici dalla politica industriale.** Questa separazione non è più sostenibile.

La politica energetica deve essere valutata in funzione degli effetti sulla struttura dei costi delle imprese, sulla bancabilità degli investimenti industriali, sulla localizzazione degli impianti, sulla resilienza delle filiere, sulla capacità di attrarre produzioni avanzate. Da qui discende la necessità di **una programmazione pubblica più forte, non in sostituzione del mercato ma nel suo orientamento.**

Mercato elettrico, formazione del prezzo e differenziali di costo

Il mercato elettrico italiano continua a scontare un problema strutturale di prezzo amplificato dalla volatilità del gas e dalla trasmissione generalizzata del prezzo marginale anche a produzioni a basso costo. Il meccanismo pay-as-clear trasferisce il costo della fonte più cara — il gas naturale — all'intero portafoglio di produzione, incluse fonti già ampiamente ammortizzate come idroelettrico, rinnovabili incentivate e import da nucleare estero.

Le alternative tecnicamente fondate per riformare la formazione del prezzo includono: il meccanismo CfD inverso per gli impianti marginali a gas; strumenti di stabilizzazione anticiclica del prezzo marginale; il disaccoppiamento strutturale della componente ETS dal prezzo marginale; il coordinamento europeo per un Carbon Adjustment Corridor. Strumenti prioritari: contratti per differenza ben disegnati; PPA e strumenti di copertura di lungo periodo; mercati a termine più liquidi; capacità di dispacciamento e flessibilità; vigilanza rafforzata su anomalie di formazione del prezzo.

ETS, oneri, fiscalità energetica e utilizzo delle entrate ambientali

Il sistema ETS costituisce uno strumento centrale di decarbonizzazione, ma la sua efficacia dipende da come le entrate vengono riutilizzate. In Italia non tutte le entrate connesse al prezzo del carbonio vengono reimpiegate in modo coerente con gli obiettivi di decarbonizzazione industriale. Solo il 9% dei proventi delle aste ETS tra 2012 e 2024 è stato speso per misure di contrasto ai cambiamenti climatici.

Sul versante fiscale, esistono risorse già disponibili che potrebbero essere orientate a ridurre il costo dell'energia per famiglie e imprese: introiti dalle aste ETS (~4 miliardi €), extraggettito IVA derivante dall'aumento dei prezzi del gas (~4,3 miliardi € rispetto ai valori pre-crisi), dividendi delle imprese energetiche partecipate dallo Stato (~2,4 miliardi € nel 2025) — complessivamente circa 10,7 miliardi annui. Tali risorse potrebbero essere destinate a eliminare gli oneri generali di sistema, che incidono per circa il 10% sulle utenze domestiche e per il 20% sulle PMI.

Gas: sicurezza, stoccaggi, liquidità e strumenti di calmierazione

Il gas continuerà ancora per una fase significativa a svolgere un ruolo di sicurezza e bilanciamento. La priorità politica non è prolungare una dipendenza strutturale, ma **governarne la riduzione senza esporre sistema produttivo e famiglie a shock di prezzo**. Strumenti principali: maggiore efficienza nell'utilizzo degli stoccaggi; mercati più liquidi e meno esposti a tensioni speculative; gas release con riserva quantitativa per le PMI e priorità ai settori a rischio di carbon leakage.

Fonti rinnovabili come asse industriale

Le rinnovabili non sono solo leva ambientale: sono politica industriale. Ogni ritardo autorizzativo, regolatorio o infrastrutturale non produce soltanto minori benefici climatici, ma prolunga il differenziale di costo dell'energia e indebolisce la competitività del Paese. Il PNIEC prevede una generazione da fonti rinnovabili pari al 69% nel 2030, obiettivo che richiede un'accelerazione significativa rispetto ai ritmi attuali di installazione.

La sentenza del TAR Lazio n. 9155 del 13 maggio 2025 ha annullato parzialmente il decreto sulle aree idonee, introducendo incertezza regolatoria su un numero significativo di procedimenti in corso. Il quadro normativo va ripristinato con urgenza attraverso criteri omogenei a livello nazionale, che bilancino sviluppo degli impianti e tutela del territorio.

SINTESI DELL'ARTICOLATO E ATTIVITÀ EMENDATIVA DEL PD

ART. 1 – Misure straordinarie volte a sostenere i costi di acquisto dell'energia elettrica delle famiglie (13 emendamenti)

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

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

Il PD ha presentato 13 emendamenti che hanno l'obiettivo di riformare l'intera architettura della misura, intervenendo **su quattro** aspetti:

- la platea dei beneficiari;
- i criteri di accesso;
- la trasparenza nell'erogazione;
- il quadro strutturale di contrasto alla povertà energetica.

Sul fronte della platea, l'emendamento 1.10 (Pandolfo, Peluffo et al.) **sostituisce il criterio del bonus sociale** vigente con il parametro ISEE fino a 25.000 euro, **ampliando** significativamente i beneficiari e stanziando 300 milioni aggiuntivi con copertura sul FISPE.

L'emendamento 1.3 (Peluffo et al.) va oltre, sostituendo integralmente il comma 1 con un **pacchetto di sei misure** che comprende il bonus teleriscaldamento, la riduzione ASOS del 25%, l'IVA al 10% sul gas domestico e un taglio di 0,20 euro/litro sulle accise carburanti.

L'emendamento 1.12 estende il contributo agli utenti di teleriscaldamento economicamente svantaggiati, aprendo un fronte di equità su una categoria di utenti finora esclusi da qualsiasi forma di tutela.

Sulla trasparenza e le garanzie, il pacchetto Pandolfo et al. (1.6, 1.7, 1.13, 1.27) costruisce un sistema di protezione a tutto tondo: obbligo di indicazione in fattura con dicitura standardizzata ARERA, riconoscimento automatico del contributo, divieto di traslazione sui clienti finali, riconoscimento del contributo non subordinato all'adesione a servizi o prodotti accessori, rapporto trimestrale ARERA sulla trasmissione del beneficio.

Sono norme che **trasformano il contributo da misura discrezionale a diritto esigibile**.

Sul piano strutturale, l'emendamento 1.28 ridefinisce il criterio di vulnerabilità energetica **introducendo accanto all'ISEE un parametro di povertà energetica** (rapporto spesa energetica/reddito),

L'1.028 (Curti, Simiani et al.) apre infine il mercato all'ingrosso ai sistemi di accumulo domestici, anticipando il tema della flessibilità distribuita.

In evidenza:

► **1.3 – Sostituzione integrale del comma 1: pacchetto bonus teleriscaldamento, riduzione ASOS 25%, IVA 10% gas, taglio accise carburanti (Peluffo et al.)**

L'emendamento più ambizioso all'articolo 1: sostituisce integralmente il comma 1 con sei nuovi commi che trasformano il contributo una tantum in un pacchetto organico di misure. Affianca al bonus teleriscaldamento per gli utenti vulnerabili una riduzione strutturale della componente ASOS del 25%, l'IVA ridotta al 10% sul gas per uso domestico e un taglio di 0,20 euro/litro sulle accise dei carburanti. È il punto di riferimento politico dell'intera azione emendativa del PD sull'articolo 1.

► **1.10 – Platea ISEE 25.000 euro con copertura strutturale (Pandolfo, Peluffo et al.)**

Ridefinisce il criterio di accesso al contributo straordinario con parametro ISEE universale, superando la logica del bonus sociale preesistente. Con un impegno finanziario aggiuntivo di 300 milioni, coperti mediante riduzione del Fondo per interventi strutturali di politica economica (art. 10, c. 5, DL 282/2004), porta la dotazione complessiva dell'articolo da 315 a 615 milioni di euro, segnando una scelta di equità che il decreto non compie.

► **1.28 – Nuova definizione di povertà energetica (Pandolfo et al.)**

Introduce per la prima volta nella legislazione italiana un parametro composito di vulnerabilità energetica che affianca all'ISEE un indice di incidenza della spesa energetica sul reddito disponibile, allineando l'Italia alle migliori pratiche europee e gettando le basi per una politica strutturale di protezione delle utenze deboli.

► **1.12 – Bonus teleriscaldamento per utenti vulnerabili (Pandolfo et al.)**

Colma una lacuna storica del sistema di protezione sociale energetico: per la prima volta introduce un beneficio equivalente al bonus elettrico/gas anche per gli utenti di reti di teleriscaldamento, una categoria di utenze domestiche prevalentemente nelle regioni del Nord che dipendono esclusivamente dalla rete di teleriscaldamento senza alternative di fornitura.

ART. 2 – Misure urgenti per la riduzione della componente ASOS delle bollette elettriche e il sostegno alle utenze non domestiche (10 emendamenti)

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

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

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

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

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

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

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

Il PD è intervenuto con 10 emendamenti che puntano a rendere il meccanismo **più efficace, trasparente e inclusivo**.

Sul fronte della trasparenza procedurale, gli emendamenti 2.8 (Peluffo et al.) e 2.11 (Pandolfo et al.) impongono al GSE e ad ARERA obblighi puntuali: pubblicazione della tariffa e del tasso di attualizzazione almeno 60 giorni prima delle scadenze, definizione con delibera dei criteri di calcolo del VAN entro 30 giorni. Si tratta di obblighi essenziali per consentire agli operatori di pianificare consapevolmente la propria partecipazione al meccanismo, in assenza dei quali il mercato opera in condizioni di opacità informativa.

Sul fronte della platea, l'emendamento 2.15 (Pandolfo et al.) estende in via sperimentale (2026-2027) la riduzione ASOS anche agli enti del Terzo settore iscritti al RUNTS, colmando un'esclusione che penalizzava realtà con carichi energetici significativi.

L'emendamento 2.28 (Simiani) **allarga il contributo straordinario agli esercizi di vicinato** organizzati in centri commerciali naturali, tutelando il commercio di prossimità. L'emendamento 2.33 (Simiani, Romeo) riconosce infine **la tariffa domestica** alle abitazioni ad uso dello **spettacolo viaggiante**, risolvendo un caso di discriminazione tariffaria consolidata.

L'emendamento 2.36 (Peluffo, Pandolfo) interviene in chiave di coordinamento normativo sul DL 175/2025, estendendo il perimetro della riduzione degli oneri di sistema alla fattispecie del numero 7), eliminando un'asimmetria tecnica introdotta dalla normativa del 2025.

In evidenza:

► 2.8 – Pubblicazione preventiva tariffe GSE (Peluffo, Pandolfo et al.)

Introduce l'obbligo di pubblicità preventiva (60 giorni) delle tariffe di uscita e dei tassi di attualizzazione da parte del GSE, condizione minima di trasparenza per un mercato che chiede agli operatori di assumere decisioni di lungo periodo su informazioni disponibili con pochi giorni di preavviso.

ART. 3 – Incremento dell'aliquota IRAP per le imprese operanti nel comparto energetico (2 emendamenti)

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

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

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

Il PD ha presentato due emendamenti che definiscono il perimetro di applicazione in modo coerente con la logica del mercato energetico.

L'emendamento 3.11 (Pandolfo, Peluffo et al.) **esclude dall'aliquota i ricavi derivanti da contratti CfD a due vie con il GSE**, da contratti di lungo termine di durata superiore a 12 mesi a prezzo fisso o indicizzato non correlato al prezzo marginale giornaliero, e da PPA registrati presso il GSE. **La ratio è precisa: l'aliquota deve colpire le rendite infra-marginali da prezzo di borsa**, non i ricavi da strumenti di lungo termine che il produttore ha già ceduto a prezzo fisso. Applicare il prelievo anche a questi ricavi creerebbe un doppio prelievo e disincentiverebbe la stipula di PPA e CfD, che sono invece strumenti chiave per la transizione.

L'emendamento 3.21 (Peluffo et al.) incrementa di un punto percentuale l'aliquota per il 2026 in ragione dello shock petrolifero derivante dagli eventi bellici nel Golfo Persico, destinando il maggior gettito interamente alla riduzione delle aliquote di accisa sui prodotti energetici usati come carburanti. È un emendamento di posizionamento politico che lega il prelievo sulle rendite energetiche al sollievo diretto sul costo della vita.

In evidenza:

► **3.11 – Esclusione dei contratti di lungo termine dall'aliquota (Pandolfo, Peluffo et al.)**

Introduce il principio fondamentale che **il prelievo sulle rendite energetiche deve essere neutrale rispetto agli strumenti di hedging di lungo termine**: chi ha stipulato un CfD o un PPA a prezzo fisso non percepisce la rendita da prezzo marginale e non deve essere colpito dall'aliquota. Il testo introduce anche il divieto esplicito di traslazione dell'onere IRAP sui prezzi finali, con potere sanzionatorio ARERA. Senza questa correzione, la norma disincentiverebbe strutturalmente il mercato dei contratti a lungo termine.

ART. 4 – Disposizioni urgenti per promuovere la contrattazione di lungo termine della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili da parte delle imprese (13 emendamenti)

L'articolo introduce un insieme di misure volte **a favorire**, soprattutto per le PMI, **la stipula di contratti di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili** a lungo termine (PPA e forme analoghe), agendo su:

- strumenti di incontro domanda/offerta e trasparenza (bacheca PPA) (co. 1);
- mitigazione del rischio contro il default di una delle parti contraenti (venditore o acquirente), col GSE come garante di ultima istanza (co. 2) e, in via residuale, con l'attivazione di garanzie SACE (co. 3);
- possibilità per le imprese di aggregarsi nel formulare domanda di energia (co. 5,6, 10);

- attività di formazione e divulgazione nei confronti delle imprese sulla contrattazione di lungo termine della produzione di energia da fonti rinnovabili (co. 7);
- implementazione della normativa europea sulla libertà di scelta del fornitore (co. 8);
- incentivazione ai consorzi per le aree di sviluppo industriale a individuare superfici da destinare alla realizzazione di impianti FER da contrattualizzare successivamente a lungo termine, anche ai fini dell'autoconsumo di energia (co. 9);
- modifica al meccanismo del cd. disaccoppiamento del prezzo dell'energia elettrica dal prezzo gas (co. 10);
- introduzione di una premialità per gli impianti che abbiano esaurito gli incentivi finora goduti (co. 12-13).

Il PD ha presentato 13 emendamenti che intervengono su tre filoni:

- l'accesso delle PMI ai contratti di lungo termine;
- la governance dei CfD post-incentivazione;
- l'apertura di nuovi cantieri normativi su idroelettrico e comunità energetiche.

Sul fronte delle PMI, gli emendamenti 4.2 e 4.3 (Peluffo et al.) aprono la garanzia pubblica all'aggregazione di imprese, valorizzando il merito creditizio collettivo: è una norma essenziale perché le PMI singole non hanno la capacità contrattuale per stipulare PPA di mercato, mentre le aggregazioni possono. Gli emendamenti 4.33 e 4.34 (Peluffo et al.) introducono rispettivamente l'obbligo di scheda economica standardizzata sul portale GSE e modelli contrattuali tipo per PMI elaborati da ARERA, abbattendo le barriere informative e i costi di transazione.

Sul fronte della governance dei CfD, l'emendamento 4.26 (Peluffo) introduce un meccanismo innovativo di prezzo di riferimento per gli impianti FER che accedono ai contratti dopo la scadenza del periodo incentivato, ancorandolo ai futures di mercato anziché al prezzo marginale di borsa: è un'architettura che disaccoppia parzialmente il ricavo dall'andamento spot del mercato, riducendo la volatilità e migliorando la bancabilità degli investimenti.

I due emendamenti aggiuntivi più significativi per l'impatto strutturale sono la quarta via per le concessioni idroelettriche e le CER. L'emendamento 4.028 (Peluffo, Simiani, Roggiani, Girelli, Ferrari) introduce una via alternativa alle gare europee: Regioni e Province autonome possono riassegnare direttamente la concessione al gestore uscente, a fronte di un piano pluriennale di investimenti verificato da ARERA, con le opere civili che passano in proprietà pubblica. In cambio, il concessionario versa un contributo annuo per kWh ai Comuni ospitanti e riserva una quota di energia a prezzi calmierati per cittadini e imprese locali — trasformando la concessione idroelettrica da rendita privata in leva di competitività territoriale. L'emendamento 4.017 (Gnassi et al.) elimina l'imposizione fiscale sull'energia FER immessa in rete nell'ambito di configurazioni di autoconsumo, mentre il 4.021 estende retroattivamente i diritti di condivisione dell'energia alle CER costituite prima dell'entrata in vigore dei provvedimenti attuativi. L'emendamento 4.011 (Simiani et al.) istituisce il Fondo per il Conto Termico 3.0, rispondendo all'urgenza delle domande in attesa di evasione.

In evidenza:

► 4.028 – Quarta via per le concessioni idroelettriche (Peluffo, Simiani, Roggiani et al.)

Affronta uno dei dossier più complessi e irrisolti della politica energetica italiana: le concessioni idroelettriche scadute o prossime alla scadenza. Introduce una via alternativa alle gare europee per le concessioni idroelettriche scadute: Regioni e Province autonome possono riassegnare direttamente la concessione al gestore uscente — senza procedura concorsuale — a fronte di una proposta tecnico-economica con piano pluriennale di investimenti sugli impianti e sui territori, verificata da ARERA e da un soggetto terzo indipendente. Le opere civili passano in ogni caso in proprietà pubblica. La contropartita strutturale è nel comma 1-bis.6: il concessionario è obbligato a corrispondere annualmente un contributo economico per ogni kWh prodotto destinato allo sviluppo dei Comuni ospitanti e — soprattutto — a riservare una quota percentuale dell'energia prodotta a prezzi calmierati per i cittadini residenti e per il comparto produttivo locale. L'entità della riserva e del contributo è definita d'intesa tra Regione e Comuni prima dell'avvio della procedura: è il territorio che negozia le condizioni, non lo Stato centrale. La riserva di energia a prezzi calmierati è il vero strumento di politica industriale e sociale dell'emendamento: trasforma la concessione idroelettrica da rendita privata in leva di competitività territoriale.

► 4.2 / 4.3 – Garanzia pubblica aggregata per PMI sui PPA (Peluffo, Pandolfo et al.)

Risolve il paradosso per cui le PMI, principali vittime del caro-energia, sono anche quelle con meno accesso ai contratti di lungo termine che potrebbero proteggerle. Consentendo la garanzia pubblica su base aggregata (cluster di PMI), abbassa la soglia di accesso al mercato dei PPA per il tessuto produttivo minore, che è la spina dorsale del sistema manifatturiero italiano.

► 4.011 – Conto Termico 3.0 (Simiani, Braga, Curti, Evi, Ferrari)

Sblocca un meccanismo inceppato: il Conto Termico 3.0 ha una coda di domande ammissibili in attesa di finanziamento. L'istituzione di un Fondo dedicato garantisce il pieno soddisfacimento delle istanze presentate e dà certezza agli investitori che hanno già realizzato gli interventi, segnalando che lo Stato rispetta i propri impegni in materia di incentivazione dell'efficienza energetica.

ART. 5 – Misure per la riduzione degli oneri generali di sistema derivanti dalle bioenergie (8 emendamenti)

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

Per quanto riguarda gli **impianti a bioliquidi**, il comma 1 abroga il precedente meccanismo di contrattualizzazione della capacità, introdotto per assicurare la disponibilità delle centrali già in esercizio. In parallelo, viene prorogata fino al 31 marzo 2026 l'applicazione dei prezzi minimi garantiti (PMG) per gli impianti alimentati da bioliquidi sostenibili in possesso dei requisiti di sostenibilità.

Per il periodo 1° aprile 2026-31 dicembre 2030, l'aggiornamento dei PMG è demandato ad ARERA, che dovrà definire un tetto di ore semestrali incentivabili differenziato tra impianti asserviti a un processo produttivo e gli altri e prevedere la possibilità per il GSE di ridurre le ore riconosciute qualora la spesa ecceda soglie annue prestabilite.

Per gli impianti a biogas e biomasse, il comma 2 affida ad ARERA l'aggiornamento, per il periodo 1° aprile 2026-31 dicembre 2037, dei PMG o delle integrazioni dei ricavi. Anche in questo caso il riconoscimento dei PMG è limitato a un numero massimo di ore incentivabili per semestre, distinguendo tra impianti asserviti a un processo produttivo e gli altri impianti, per i quali il monte ore è definito da Terna in base alle esigenze del sistema elettrico.

Il GSE effettua una stima semestrale dei costi e, qualora la spesa superi determinati tetti a carico degli oneri di sistema, può ridurre le ore riconosciute, intervenendo in via prioritaria sugli impianti non asserviti.

Infine, per gli impianti a biogas di potenza superiore a 300 kW, la permanenza o l'accesso al meccanismo dei PMG è ammessa solo fino al 31 dicembre 2030, a condizione di assumere l'impegno alla riconversione a biometano, secondo modalità che saranno stabilite con decreto MASE.

Il PD ha presentato 8 emendamenti che intervengono **su tre questioni**:

- la durata del regime transitorio;
- la platea degli interessati;
- la flessibilità della dotazione finanziaria.

Sul regime transitorio, gli emendamenti 5.9 e 5.10 (Pandolfo et al.) **prorogano al 2028** il termine per l'uscita anticipata dagli incentivi, subordinando la proroga a una verifica tecnica dell'impatto su ASOS e continuità produttiva. Si tratta di un approccio responsabile che non rinvia indefinitamente, ma dà agli operatori il tempo per pianificare in modo consapevole la transizione al nuovo regime.

L'emendamento 5.59 **esclude gli impianti sotto 1 MW** dalla riduzione delle ore incentivabili fino al 2030, proteggendo gli impianti piccoli da una contrazione economica sproporzionata.

Sul fronte del plafond finanziario, l'emendamento 5.57 (Pandolfo et al.) introduce un meccanismo di flessibilità intersettoriale: il plafond unico 2026-2030 per PMG di biogas, biomasse e bioliquidi con possibilità di riallocazione tra filiere tramite decreto MASE. È uno strumento di governance efficiente che evita gli sprechi da rigidità di bilancio, consentendo di trasferire risorse non utilizzate da una filiera a un'altra senza ricorrere a provvedimenti normativi aggiuntivi.

In evidenza:

► **5.9 – Proroga al 2028 con verifica tecnica (Pandolfo, De Micheli et al.)**

La proposta di proroga è condizionata, non cieca: richiede una verifica tecnica dell'impatto sulla componente ASOS e sulla continuità produttiva degli impianti interessati. È un modello di legislazione responsabile che bilancia la tutela degli investimenti già effettuati con la necessità di accompagnare la transizione verso un sistema incentivante rinnovato, senza creare rendite perpetue o esternalità sui consumatori.

► **5.57 – Plafond unico intersettoriale PMG bioenergie (Pandolfo et al.)**

Introduce un principio di flessibilità nella gestione delle risorse pubbliche per le bioenergie: il budget non speso in una filiera può essere reindirizzato alle altre, evitando che vincoli di bilancio rigidi producano sia sprechi sia carenze. Un meccanismo semplice ma ad alto valore di efficienza allocativa che dovrebbe diventare uno standard per tutti i fondi settoriali del sistema incentivante.

ART. 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 (17 emendamenti)

L'articolo 6 è il cuore politico del decreto e la norma tecnicamente più complessa.

Interviene principalmente su due fronti:

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

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

Con 17 emendamenti — il numero più alto di emendamenti su un singolo articolo — **il PD** ha avanzato proposte che spaziano **dalla sostituzione integrale della norma a interventi mirati** sul meccanismo vigente.

Il PD propone tre architetture alternative all'articolo 6:

- **Il CfD inverso** (6.3, Peluffo et al.) obbliga gli impianti termoelettrici marginali a cedere al GSE i ricavi eccedenti un prezzo di riferimento, replicando per il lato termico la logica già adottata per le FER.
- **Il meccanismo di stabilizzazione anticiclica** (6.4, Peluffo et al.) fissa un corridoio di prezzo simmetrico gestito dal GME, compatibile con il market coupling europeo.
- **Il meccanismo di disaccoppiamento strutturale** (6.27, Peluffo et al.), operativo dal 2027, esclude il carbon cost dalla determinazione del prezzo marginale MGP e redistribuisce la differenza tramite componente tariffaria uniforme sulla CSEA, garantendo neutralità finanziaria e trasparenza in fattura senza rimborsi selettivi ai produttori. È la proposta tecnicamente più avanzata del fascicolo ed è espressamente subordinata alla verifica di compatibilità con il diritto UE.

Sul piano dell'azione europea, l'emendamento 6.07 (Peluffo et al.) propone il Carbon Adjustment Corridor: un mandato al Governo a promuovere nelle sedi UE un meccanismo di stabilizzazione della trasmissione del prezzo ETS nel mercato elettrico europeo, salvaguardando l'integrità del sistema EU ETS e il market coupling. È la proposta più ambiziosa e di più lungo respiro, che **punta a una soluzione strutturale a livello comunitario** anziché a patch nazionali potenzialmente in conflitto con il diritto UE.

Sul piano della trasparenza e del contrasto alle rendite, gli emendamenti 6.9 e 6.10 (Peluffo) intervengono sul sistema sanzionatorio AGCM, innalzando i massimali e vincolando il gettito delle sanzioni alla riduzione delle bollette. Il gruppo di emendamenti 6.16, 6.28, 6.31 interviene sulle compensazioni dei costi indiretti CO₂, estendendo il beneficio agli autoproduttori e ai produttori FER che operano in periodi gas-marginali.

In evidenza:

► 6.3 – CfD inverso per impianti termoelettrici gas (Peluffo, Pandolfo et al.)

Propone la sostituzione integrale dell'art. 6 con un meccanismo di contratto per differenza inverso per gli impianti marginali a gas: i produttori cedono al GSE i ricavi eccedenti un prezzo di riferimento, che vengono redistribuiti ai consumatori finali tramite componenti tariffarie. È la proposta più robusta sul piano della certezza del gettito e della compatibilità con il diritto UE, ed è stata elaborata con la supervisione tecnica di esperti del settore.

► 6.27 – Disaccoppiamento strutturale della componente ETS dal prezzo marginale (Peluffo et al.)

Introduce dal 1° gennaio 2027 un meccanismo per cui il GME determina il prezzo marginale MGP escludendo il costo delle quote ETS. La differenza rispetto al prezzo che si sarebbe formato includendo la CO2 è recuperata tramite una componente tariffaria uniforme sui prelievi, gestita dalla CSEA con piena neutralità finanziaria. Non è previsto alcun rimborso selettivo: la misura abbatte strutturalmente il carbon pass-through nel prezzo al consumo senza creare rendite aggiuntive a monte, ed è subordinata alla verifica di compatibilità con il regolamento UE 2019/943.

► 6.07 – Carbon Adjustment Corridor in sede europea (Peluffo, Pandolfo et al.)

Trasforma la questione del carbon pass-through da problema nazionale a priorità di agenda europea: impegna il Governo a promuovere nei Consigli Energia ed ECOFIN e presso la Commissione un meccanismo che limiti la trasmissione della volatilità eccessiva del prezzo ETS nel prezzo marginale dell'elettricità, preservando l'integrità del sistema EU ETS. È la risposta italiana al dibattito aperto dalla Commissione europea sulla riforma del market design post-crisi energetica.

► 6.02 – Accisa mobile sui prodotti energetici usati per la generazione (Peluffo et al.)

Propone un meccanismo di accisa mobile — modulata al rialzo quando il TTF supera una soglia-trigger — sui prodotti energetici usati per la produzione di energia elettrica, con il gettito destinato alla riduzione degli oneri in bolletta. È uno strumento fiscale che ha l'effetto di comprimere automaticamente i margini dei produttori termoelettrici nelle fasi di prezzo elevato del gas, senza richiedere interventi discrezionali del regolatore.

ART. 7 – Misure urgenti per la connessione alla rete degli impianti alimentati a fonti rinnovabili (12 emendamenti)

L'articolo 7 introduce disposizioni volte a risolvere **il problema della cosiddetta saturazione virtuale della rete elettrica**, un fenomeno per cui un numero eccessivo di richieste di connessione per nuovi impianti a fonti rinnovabili (FER) in alcune aree a cui spesso non fa seguito né l'autorizzazione degli stessi, né la loro realizzazione e che, tuttavia, tengono potenzialmente impegnata la capacità di connessione della rete.

Per sbloccare lo sviluppo della rete, **l'articolo 7**, congiuntamente all'introduzione del nuovo articolo all'interno del cd. Testo unico sulle FER, **articola l'intervento sulle seguenti direttrici:**

- **trasparenza sulla capacità disponibile:** si pone in capo a Terna l'obbligo di pubblicare e aggiornare, con cadenza trimestrale, il dato relativo alla capacità addizionale di rete effettivamente disponibile.
- **nuove regole di allocazione:** ARERA è incaricata di ridefinire le procedure di connessione. La nuova disciplina consentirà di allocare capacità anche in deroga ai limiti teorici dei singoli nodi, riservando tuttavia l'assegnazione definitiva in via esclusiva ai progetti provvisti di un idoneo titolo autorizzativo (PAS o Autorizzazione unica).
- **introduzione di vincoli decadenziali:** al fine di liberare concretamente le infrastrutture, la norma dispone la perdita di efficacia delle soluzioni di connessione pregresse afferenti a impianti privi di autorizzazione. A regime, si introduce un termine di novanta giorni per richiedere il titolo abilitativo; il mancato rispetto di tale scadenza comporterà l'automatica revoca della connessione.
- **semplificazione degli iter infrastrutturali:** si accelera il potenziamento fisico delle infrastrutture della rete elettrica mediante una riduzione dei termini amministrativi per le cd. "aree idonee" e l'estensione della denuncia di inizio attività a specifici interventi localizzati in zone esenti da vincoli territoriali o ambientali;
- **coordinamento strategico:** l'intero sviluppo infrastrutturale energetico sarà subordinato agli indirizzi strategici nazionali, da definirsi annualmente mediante un apposito decreto del Presidente del Consiglio dei ministri.

Il PD ha presentato 12 emendamenti che affrontano sia le questioni operative di funzionamento delle procedure sia aperture tematiche nuove su teleriscaldamento, isole minori, idrogeno verde, CER e geotermia.

Sul fronte delle connessioni, il pacchetto Peluffo (7.14, 7.26) introduce criteri selettivi per la decadenza delle soluzioni di connessione: anziché l'invalidazione automatica, propone un regime per cui restano efficaci le soluzioni già validate da Terna o per le quali il gestore ha avviato lavori o procedure di gara. L'emendamento 7.3 (Pandolfo et al.) amplia i termini per la validazione a 180 giorni e introduce la priorità di connessione per impianti con PPA registrati al GSE e misure per la partecipazione di cittadini ed enti locali. Il 7.9 (Pandolfo, Peluffo et al.) garantisce l'accesso alla capacità di rete alle CACER nell'ambito del meccanismo di prenotazione.

Sul fronte delle aperture tematiche, l'emendamento 7.53 (Simiani) introduce un credito d'imposta del 50% per le reti di teleriscaldamento industriale alimentate per almeno il 50% da FER, incentivando la decarbonizzazione del calore industriale. Il 7.54 (Simiani, Barbagallo, Lai) istituisce un Fondo MEF per le interconnessioni delle isole minori, dando corpo al piano pluriennale di Terna. Il 7.55 (Serracchiani, Simiani) valorizza il Green Corridor idrogeno verde Marocco-Trieste nell'ambito del corridoio TangerMed-Porto Trieste. Il 7.04 (Simiani) introduce misure di beneficio territoriale per i Comuni con concessioni geotermiche.

In evidenza:

► 7.14 / 7.26 – Criteri selettivi per la decadenza delle soluzioni di connessione (Peluffo)

Corregge un meccanismo di invalidazione automatica delle soluzioni di connessione che rischia di penalizzare progetti avanzati con iter autorizzativo già definito. Introduce un criterio di proporzionalità: decadono solo le soluzioni per progetti che non hanno avanzato l'iter,

mentre restano valide quelle per cui Terna ha già avviato i lavori o le procedure, proteggendo gli investimenti già effettuati dagli sviluppatori.

► 7.53 – Credito d'imposta per teleriscaldamento FER industriale (Simiani)

Introduce un incentivo diretto alla decarbonizzazione del calore industriale: il teleriscaldamento alimentato a fonti rinnovabili è uno dei vettori termici più efficienti e meno sviluppati in Italia, nonostante il potenziale di riduzione delle emissioni nei distretti produttivi del Nord. Il credito d'imposta del 50% per il 2026-2027 può sbloccare investimenti in un segmento finora privo di strumenti dedicati.

► 7.02 – Comunità Energetiche Rinnovabili e rete di distribuzione (Simiani)

Rimuove gli ostacoli normativi alla diffusione delle CER che il d.lgs. 199/2021 non ha ancora superato: garantisce la priorità di connessione per gli impianti in configurazione CACER e risolve le criticità operative segnalate dagli operatori nella fase di avvio del meccanismo, con l'obiettivo di raggiungere i target PNRR (M2C2, inv. 1.2) per le comunità energetiche.

ART. 8 – Procedimento unico per il rilascio delle autorizzazioni ai progetti di centri dati (11 emendamenti)

L'articolo 8 prevede un **procedimento unico per autorizzare centri dati e relative connessioni elettriche**. L'autorizzazione è rilasciata secondo il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (dallo Stato oltre 300 MW, da regioni o province tra 50 e 300 MW), dura fino a 10 mesi prorogabili e comprende tutte le autorizzazioni necessarie.

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

Il PD ha presentato 11 emendamenti che mirano a colmare le lacune più evidenti del testo governativo.

Il pacchetto Peluffo/Pandolfo (8.1) **estende il perimetro del procedimento unico anche all'esercizio degli impianti** (non solo costruzione e ampliamento) e introduce la connessione ad interim come soluzione per sbloccare l'iter autorizzativo. Il gruppo di emendamenti procedurali (8.22, 8.26, 8.28, 8.32) costruisce un sistema di garanzie: termini certi e perentori con poteri sostitutivi, valenza di titolo edilizio dell'autorizzazione, realizzazione per stralci funzionali, applicabilità alle procedure in corso. L'emendamento 8.16 (Gnassi, Pandolfo, Peluffo et al.) aggiunge la verifica di conformità urbanistica nel procedimento, garantendo il raccordo con la pianificazione comunale.

Sul fronte dell'accumulo energetico, l'emendamento 8.012 (De Micheli, Pandolfo, Peluffo et al.) introduce una norma urgente per accelerare le autorizzazioni di impianti BESS e pompaggio idraulico con connessioni non complesse: per 12 mesi il MASE può dare priorità istruttoria alle istanze relative a sistemi che valorizzano infrastrutture esistenti senza nuove opere di raccordo RTN.

In evidenza:

► 8.1 – Perimetro completo del procedimento unico con connessione ad interim (Peluffo et al.)

Risolve uno dei blocchi più frequenti nell'iter autorizzativo dei data center: la mancanza di una soluzione definitiva di connessione alla rete al momento della presentazione dell'istanza. Consentendo di indicare una connessione ad interim, con obbligo di integrare la soluzione definitiva prima dell'avvio dei lavori, si eliminano i blocchi procedurali che più frequentemente rallentano lo sviluppo infrastrutturale digitale italiano, in attesa della soluzione definitiva di connessione.

► 8.012 – Priorità istruttoria BESS e pompaggio su infrastrutture esistenti (De Micheli, Pandolfo et al.)

In vista delle prossime aste competitive per il mercato della capacità, garantisce un flusso adeguato di progetti cantierabili dando priorità istruttoria ai sistemi di accumulo che valorizzano infrastrutture di rete esistenti. È una risposta concreta alla carenza di capacità di stoccaggio che rischia di rallentare l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nella rete elettrica nazionale.

ART. 9 – Misure urgenti per l'abbattimento del prezzo della bolletta del gas delle imprese (4 emendamenti)

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

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

Il comma 3 prevede che **le risorse versate alla CSEA siano utilizzate per ridurre gli oneri** e le ulteriori componenti tariffarie di trasporto e distribuzione del gas naturale, posti a carico di determinate categorie di soggetti ad alto consumo di gas.

È demandato ad ARERA il compito di disciplinare, entro il 31 marzo 2026, le modalità tecniche per la riduzione dei costi in bolletta.

Il PD ha presentato 4 emendamenti che intervengono **sul meccanismo di finanziamento, sulla platea** dei beneficiari e **sulle questioni territoriali** connesse all'infrastruttura di rigassificazione.

L'emendamento 9.4 (Pandolfo et al.) sopprime i commi 1 e 2, eliminando il meccanismo di contribuzione straordinaria alla CSEA da parte degli operatori del gas, e corregge il comma 3 per rendere il beneficio alle PMI indipendente da tali versamenti. La ratio è chiara: un meccanismo di gas release condizionato ai versamenti degli operatori è strutturalmente fragile e introduce incertezza sui tempi di disponibilità della risorsa. L'emendamento 9.7 (Pandolfo et al.) estende la gas release ai liberi professionisti per consumi superiori a 10.000 smc/anno, colmando una discriminazione tra esercizio professionale individuale (escluso) e societario (già ammesso).

L'emendamento 9.01 (Simiani, Bonafè, Fossi, Gianassi, Furfaro et al.) affronta il nodo politico delle opere compensative per Piombino: istituisce un fondo dedicato al

finanziamento degli interventi sul territorio, alimentato da una quota dei ricavi della capacità di rigassificazione, con governance definita con decreto MEF-MASE. È un emendamento che risponde alle preoccupazioni legittime del territorio e costruisce un modello di governance condivisa dell'infrastruttura strategica.

In evidenza:

► 9.4 – Autonomia della gas release dal meccanismo contributivo (Pandolfo et al.)

Disaccoppia il diritto delle PMI alla gas release dal meccanismo di contribuzione straordinaria degli operatori: il beneficio deve essere garantito a prescindere dall'andamento dei versamenti alla CSEA. È un principio di certezza del diritto essenziale per una misura destinata a imprese che devono pianificare i propri approvvigionamenti energetici con anticipo.

► 9.01 – Fondo opere compensative Piombino (Simiani, Bonafè et al.)

Costruisce un modello virtuoso di governance territoriale per le infrastrutture energetiche strategiche: i proventi della capacità di rigassificazione finanziano gli interventi compensativi sul territorio di Piombino, creando un legame diretto tra la rendita dell'infrastruttura e il beneficio per la comunità ospitante. È il modello che dovrebbe ispirare tutte le future infrastrutture energetiche nazionali.

ART. 10 - Misure volte a promuovere la concorrenza e l'integrazione dei mercati all'ingrosso del gas

L'articolo 10 istituisce un servizio di liquidità, regolato da ARERA e finanziato nel limite di 200 milioni di euro, al fine di calmierare i prezzi all'ingrosso del gas naturale in Italia.

Prevede, inoltre, l'elaborazione di una proposta strategica per l'integrazione infrastrutturale e tariffaria dei mercati del gas tra Italia, Germania e Svizzera.

ART. 11 - Disposizioni urgenti per la stabilizzazione del prezzo del gas e il relativo approvvigionamento (7 emendamenti)

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

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

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

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

Il PD ha presentato 7 emendamenti che completano e migliorano il quadro normativo su questi temi.

Sulla gas release, gli emendamenti 11.5 (Simiani et al.) e 11.9 (Peluffo, Pandolfo) **rafforzano la tutela delle PMI**: il primo introduce una riserva obbligatoria di almeno un terzo della capacità per le PMI come definite dalla Raccomandazione UE 2003/361/CE, con preferenza per i settori a rischio di carbon leakage; il secondo impone trasparenza contrattuale totale, con evidenza delle singole voci di costo e obbligo di garanzie di origine a costo zero.

Sul fronte delle proroghe, gli emendamenti 11.26 e 11.28 (Peluffo) prorogano rispettivamente al 31 dicembre 2026 il termine per la ricarica intelligente (smart charging EV) e al 30 giugno 2027 il termine per il dispiegamento degli smart meter di seconda generazione, dando agli operatori il tempo necessario per completare gli adeguamenti tecnologici senza incorrere in sanzioni.

Gli emendamenti aggiuntivi 11.012 (Pandolfo et al.) e 11.08 (Peluffo et al.) intervengono sulla **trasparenza del mercato retail**: il primo affida ad ARERA un'indagine conoscitiva sullo switching, il secondo istituisce un sistema integrato di monitoraggio ARERA-AGCM con potenziamento del sistema sanzionatorio. Il 11.014 (Berruto) riduce l'IVA energetica per gli impianti sportivi e natatori.

In evidenza:

► 11.5 – Riserva PMI nella gas release con priorità per settori a rischio carbon leakage (Simiani et al.)

Introduce due principi fondamentali nella governance della gas release: la riserva quantitativa (almeno un terzo) garantisce che le PMI non siano crowded out dalle grandi imprese nella competizione per il gas agevolato; la preferenza per i settori a rischio di carbon leakage garantisce che la misura raggiunga le imprese più esposte alla concorrenza internazionale e al rischio di delocalizzazione produttiva.

► 11.012 – Indagine ARERA sullo switching (Pandolfo, Peluffo et al.)

Avvia un processo conoscitivo essenziale per la regolazione del mercato retail: le procedure di switching presentano criticità sistemiche che rallentano la mobilità dei clienti e riducono l'intensità concorrenziale del mercato. Un'indagine strutturata consente di identificare gli ostacoli e proporre rimedi regolatori mirati, a beneficio sia dei consumatori sia della concorrenza.