



CONFINDUSTRIA

Decreto-Legge 28 febbraio 2025, n. 19

c.d. “DL Bollette”

Audizione Parlamentare

11 marzo 2025

Illustre Presidente, Onorevoli Deputati,

Vi ringrazio per l'invito a partecipare a questa audizione sul Decreto-Legge 28 febbraio 2025, n. 19, contenente misure urgenti di agevolazione per la fornitura di energia elettrica e gas naturale in favore di famiglie e imprese.

Confindustria ha apprezzato lo sforzo fatto dal Governo di contenere il costo dell'energia nel nostro Paese, ma riteniamo fondamentale porre l'accento sulla necessità di coniugare all'interno del provvedimento **misure di carattere eccezionale** dovute al contesto in cui ci inseriamo con **misure strutturali e garantire anche agli operatori** del settore capacità di pianificazione nel medio-lungo termine, superando il carattere emergenziale e restituendo certezza del quadro normativo.

Le misure, tra l'altro, **oltre a guardare al fattore economico** devono inserirsi in un contesto più ampio e strategico laddove possono essere perseguiti anche **obiettivi di sicurezza e di aumento dell'autonomia energetica** puntando alla **produzione domestica di energia, gas e rinnovabili, e promuovendo lo sviluppo di soluzioni e filiere tecnologiche nazionali**.

L'Italia, infatti, si trova nuovamente nella **morsa dei rincari energetici a causa dell'assenza di interventi strutturali**.

Nel mese di febbraio 2025 il mercato elettrico italiano ha registrato un prezzo di 150,36 €/MWh, strutturalmente il più caro d'Europa: il prezzo dell'energia elettrica in Francia è stato di 122,66 €/MWh, in Germania di 128,52 €/MWh e in Spagna di 108,31 €/MWh. Il valore di febbraio 2025 è il più alto da inizio 2023 e preoccupa particolarmente considerando che gli analisti non prefigurano riduzioni significative nei prossimi mesi.

Come noto, **il prezzo dell'energia elettrica in Italia è determinato per circa il 70% delle ore dagli impianti termoelettrici**. Le elevate quotazioni della borsa elettrica sono quindi legate all'andamento della **commodity gas e delle quotazioni della CO2 nel sistema ETS** (Emission Trading System) che costituiscono i principali costi operativi degli impianti termoelettrici.

Con la drastica riduzione delle importazioni di gas dalla Russia via gasdotto, il mercato del gas dell'UE si è strutturalmente integrato nel più ampio mercato mondiale del GNL. L'elevata **variabilità della domanda di gas**, anche legata all'andamento delle temperature invernali, si riflette in una maggiore **volatilità dei prezzi**, rendendo le **quotazioni del gas sui mercati finanziari un asset speculativo particolarmente interessante per gli operatori finanziari**, mentre per gli operatori industriali e i clienti finali la liquidità dell'indice TTF resta fondamentale per le esigenze di copertura/hedging e gestione dei rischi commerciali.

Il gas naturale sul mercato all'ingrosso in Italia nel mese di febbraio si è attestato su un valore di circa 53 €/MWh, mentre il prezzo del gas al TTF olandese è stato di 51 €/MWh (così come di altri, quali Austria e Germania), con un gap di competitività a svantaggio del nostro Paese di circa **2 €/MWh rispetto agli Stati del centro-nord Europa**. Il TTF però è solo formalmente olandese, infatti la Borsa statunitense Intercontinental Exchange (ICE), lo ha acquistato, allocandolo alla società olandese ICE Endex. **Tra i maggiori partecipanti in ICE ci sono anche operatori finanziari, i quali operano sul mercato con contratti futures mentre gli scambi fisici degli operatori del settore ricoprono un ruolo limitato.**

La volatilità del prezzo gas è fortemente influenzata dall'evoluzione del contesto geopolitico globale, anche per effetto di annunci o iniziative concrete dell'amministrazione statunitense sul conflitto in Ucraina e sull'imposizione di dazi sul commercio internazionale. Se andiamo, infatti, a vedere **l'andamento del prezzo dei futures del TTF Month Ahead (Aprile '25)** nel mese di febbraio notiamo che martedì 4 febbraio la quotazione era pari a 51,87 €/MWh, sei giorni dopo, lunedì 10 febbraio, era salita dell'11,4% a 57,77 €/MWh e tre giorni dopo, giovedì 13 febbraio, era ridiscesa dell'11% a 51,36 €/MWh. Un andamento simile è stato registrato anche fra lunedì 24 febbraio e giovedì 27 febbraio, dove il prezzo si è prima ridotto del 12% ed è poi cresciuto del 9% nell'arco di soli tre giorni. **Una correlazione potrebbe essere riscontrata anche con la dialettica geopolitica**, ad esempio il 12 febbraio era stato reso noto un contatto telefonico fra il presidente Trump e il presidente Putin potenzialmente positivo nell'ottica della conclusione della guerra in Ucraina. Allo stesso modo, il 26 febbraio il presidente USA aveva affermato che il Presidente Ucraino avrebbe siglato di lì a breve un accordo.

Inoltre, **è importante evidenziare che non esistono meccanismi di controllo della volatilità sull'hub olandese, come la sospensione delle contrattazioni in presenza di eccessiva volatilità.** L'unico schema sviluppato a livello europeo guarda la correlazione fra le quotazioni TTF ed i prezzi dichiarati dagli importatori di GNL nel mercato spot europeo. Essendo entrambi influenzati dalle stesse logiche, non si notano divergenze nella correlazione.

Guardando al contesto internazionale dobbiamo, ad esempio, evidenziare il grande **divario fra il prezzo del gas in Europa e quello che si riscontra negli Stati Uniti**, che a febbraio si è **attestato su 14,5 €/MWh**. Nonostante gli Stati Uniti siano il principale fornitore di GNL all'Europa **i prezzi sul nostro mercato non riflettono la somma delle quotazioni statunitensi e dei costi della logistica** (liquefazione, trasporto e rigassificazione), evidenziando criticità negli assetti concorrenziali.

Per far fronte alle criticità legate al mercato del gas, stante il ruolo centrale che questa fonte energetica continuerà a svolgere anche nei prossimi anni nel mix nazionale, riteniamo assolutamente necessario **operare un maggiore controllo del mercato gas europeo** e lo

sviluppo delle infrastrutture del gas e dei contratti di acquisto di lungo termine che, oltre a garantire una diversificazione degli approvvigionamenti e una maggiore sicurezza energetica, possono favorire un incremento dell'offerta, e quindi un miglior bilanciamento della domanda, a livello globale determinando così una **stabilizzazione dei prezzi del gas su livelli più sostenibili per il nostro Paese**.

Guardando al contesto italiano, il DL in commento arriva insieme all'avvio della cd **Energy Release**, in relazione alla quale cogliamo l'occasione per esprimere un forte apprezzamento per l'operato dell'esecutivo italiano e delle Istituzioni coinvolte. Si tratta di una misura proposta e fortemente sostenuta da Confindustria che consente di ridurre i costi dell'energia, contribuire alla decarbonizzazione dei consumi industriali e aumentare la sicurezza del Paese con l'incremento della produzione energetica da fonte rinnovabile nazionale. Il successo della misura è testimoniato dai numeri: il volume di energia elettrica richiesta nell'ambito della procedura di anticipazione è pari a 70 TWh, circa il triplo della quantità messa a disposizione e il numero delle imprese energivore coinvolte è di 3.400.

Il decreto in commento aggiunge ai benefici che arrecherà l'Energy Release un importante stanziamento di 3 miliardi di euro a favore del contenimento dei costi per famiglie (circa 1,6 miliardi di euro) e imprese (1,4 miliardi di euro). Interventi rilevanti anche se temporanei nella speranza di un cambio del quadro internazionale che permetta di ridurre le tensioni sui prezzi dell'energia.

Per quanto riguarda le imprese, **con il decreto in commento finalmente è divenuto operativo lo stanziamento di 600 Mln€ per la compensazione dei costi indiretti ETS** per il 2025, che conferma quanto già previsto nell'ordinamento nazionale lo scorso anno con l'articolo 5 del D.Lgs 10 settembre 2024, n. 147.

In questa sede però abbiamo il dovere di segnalare **diversi settori manifatturieri energivori soggetti alla normativa ETS sono esclusi da questa compensazione per via di una normativa europea ormai obsoleta**, contenuta nelle Linee Guida del 2019 della Commissione UE, ormai non più adeguata al contesto attuale caratterizzato da un forte incremento delle importazioni e da un'accentuata esposizione alla concorrenza internazionale, su cui sarà importante intervenire nell'ambito del Clean Industrial Deal. Si tratta in particolare della **ceramica, del cemento, del vetro, di alcuni settori energivori appartenenti alla chimica e gran parte delle fonderie**.

La seconda misura rivolta alle imprese – ossia **l'azzeramento degli oneri generali di sistema** per un semestre - potrà dare un contributo limitato alle industrie, in quanto rivolta solo alle **utenze sopra i 16,5 KW di potenza allacciate in bassa tensione**. La transitorietà della misura, unita ad una ristretta platea di beneficiari, **non permette di esprimere una valutazione pienamente positiva**.

Un **allargamento della misura anche alle Piccole e Medie Imprese allacciate in media tensione**, che rappresentano il cuore pulsante del nostro tessuto produttivo è, quindi, auspicabile. **Ciò dovrebbe avvenire con un correttivo in sede di conversione senza aumentare la spesa, ma distribuendo il beneficio equamente.**

A nostro giudizio è importante poi prevedere **misure strutturali**, oltre agli interventi contingenti, per ottenere maggiori effetti nel restituire un po' di ossigeno alle imprese e alle famiglie.

I diversi attori coinvolti nella filiera energetica, dalla produzione al consumo, condividono la necessità di intervenire con misure di Sistema che possano portare effetti immediati sui due fronti dell'energia elettrica e del gas, valorizzando anche il ruolo della produzione di energia termica ed elettrica da biocarburanti liquidi e gassosi sostenibili.

Sul **settore del gas** crediamo sia importante introdurre una disposizione in fase di conversione in legge del decreto per **eliminare il differenziale fra le quotazioni di prezzo italiane e quelle del centro nord Europa (c.d. spread PSV-TTF)** che potrebbe portare un beneficio per tutti i consumatori pari a **circa 1,3 miliardi di euro l'anno**. A questo devono essere poi associati interventi puntuali e mirati per la competitività delle imprese "gasivore", come **le release di gas e biometano**, che potrebbero avere un **valore di circa 600-700 milioni di euro**. In ogni caso tali misure dovrebbero essere costruite in modo da non produrre effetti distorsivi sul mercato e da non pregiudicare le normali dinamiche concorrenziali.

Per quanto riguarda la **release di gas prodotto dai giacimenti nazionali**, una misura che guarda contemporaneamente alla competitività del sistema e alla sicurezza degli approvvigionamenti, si dovrebbe procedere al più presto alla **concessione delle autorizzazioni per l'esplorazione e la coltivazione nelle aree più promettenti** dopo che il DL Ambiente ha recentemente risolto le incertezze scaturite dall'annullamento del PiTESAI. Dopo circa tre anni dalla prima norma in merito, è fondamentale attuare questa misura, perché i consumi di alcuni settori industriali, almeno nel breve periodo, **non potranno essere elettrificati** e pertanto richiedono la disponibilità di gas naturale per poter continuare ad esistere, **si pensi ai settori della ceramica, della carta, della chimica e del vetro per citarne solo alcuni.**

A questo proposito, proponiamo di **ridefinire il perimetro delle aree dove è possibile operare l'attività di coltivazione di gas in presenza di contratti di lungo termine nell'ambito della gas release e prevedere l'eliminazione delle royalties, solo sulle produzioni addizionali in gas release e quindi senza sottrarre gettito allo Stato**, con la finalità di rendere quanto più competitivi i volumi offerti, anche da concessioni di limitata portata. Ciò in virtù del contributo che ci aspettiamo possa derivare dal maggiore

sfruttamento delle risorse nazionali di gas naturale per la stabilizzazione dei prezzi energetici italiani nel breve periodo. Abilitare in gas release le concessioni esistenti di gas naturale tra il 45° parallelo e il parallelo passante per la foce del ramo di Goro, come peraltro era già previsto nella norma prima dell'intervento del DL Ambiente, potrebbe portare un incremento della sicurezza energetica e della competitività dei soggetti industriali ad alto consumo di gas naturale, c.d. "gasivori", fino a 1,5-2 Mld Smc/anno, ovvero circa il 20% dei loro consumi complessivi. Nel contempo, la riattivazione di concessioni esistenti, o il collegamento di giacimenti ad esse limitrofe, con modifiche normative del processo autorizzativo, limitate ma efficaci anche in termini di tempistiche, potrebbe comunque garantire già dal prossimo ottobre l'anticipazione di almeno 0,5 Mld di Smc/anno.

La **release di biometano** può essere invece attuata attraverso **l'anticipazione alle imprese delle garanzie di origine che deriveranno dalla produzione della commodity nel Paese**. Il biometano prodotto da un soggetto terzo può essere considerato come autoconsumato da un'impresa hard to abate se da questa contrattualizzato, direttamente o per il tramite di uno shipper, con un prezzo medio mensile nullo delle Garanzie d'Origine (GO). Per superare questo periodo di prezzi elevati del gas, si potrebbe prevedere che gli industriali hard to abate, che si impegnano a stipulare degli accordi di compravendita con i produttori di biometano, ricevano in anticipo il controvalore delle Garanzie d'Origine per i volumi di gas contrattualizzati per poi restituirle una volta che saranno entrati in esercizio gli impianti. Considerando i valori attuali dell'ETS, a cui è legato il prezzo delle GO biometano, questo intervento potrebbe avere un valore di circa 15 €/MWh ed essere strutturato, fin dal suo avvio, secondo le stesse modalità di copertura dell'energy release. Dal punto di vista dei quantitativi, si può fare riferimento al Piano Nazionale Integrato Energia e Clima - PNIEC - che prevede di arrivare a c.a. 5 Mld Smc/a di biometano al 2030 di cui 4 Mld Smc/a nel settore industriale e 1 Mld Smc/a nel settore dei trasporti, interventi peraltro supportati anche all'interno del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza - PNRR.

Sul **settore elettrico** crediamo si debba dare seguito all'Ordine del Giorno dall'Aula della Camera nell'ambito della legge di conversione del DL Emergenze-PNRR in cui si prevede di adottare iniziative affinché il **GSE**, in relazione all'energia elettrica da fonti rinnovabili contrattualizzata in esito ai meccanismi di cui all'articolo 6 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, e fino al 100 per cento dei relativi volumi, possa stipulare con le imprese consumatrici finali contratti di cessione a lungo termine, nella forma di contratti per differenza a due vie, attraverso meccanismi competitivi e secondo criteri di efficienza. Si tratta, infatti, dell'applicazione pratica della Riforma del Mercato Elettrico presentata da Confindustria alle Istituzioni nazionali ed europee nel 2022, di cui vediamo un prodromo proprio nell'Energy Release citato in precedenza.

Il meccanismo che proponiamo assume **carattere transitorio**, poiché dovrebbe limitarsi a dare l'avvio ad un mercato liquido e liberalizzato di contratti a lungo termine.

A questa misura strutturale potrebbe essere associato un intervento immediato correlato alla **contrattualizzazione a termine dell'energia elettrica rinnovabile prodotta da impianti a fine ciclo-vita con programmi di revamping**. L'aumento della produzione sarà da bilanciare con adeguati sviluppi degli accumuli e delle reti elettriche. Stimiamo che una misura di questo tipo potrebbe portare liquidità alla piattaforma PPA del Gestore dei Mercati Energetici - GME ad un prezzo competitivo senza impatti sul bilancio dello Stato. **A questa messa a disposizione dell'energia nel breve termine potrebbe essere collegata la liberalizzazione delle autorizzazioni per il repowering di questi impianti**. Non prevedendo l'occupazione di suolo, poiché insistono su terreni già utilizzati, queste operazioni dovrebbero infatti poter essere effettuate nell'ambito dell'istituto dell'edilizia libera.

Per quanto concerne i **biocarburanti liquidi** destinati alla produzione di energia elettrica questi potranno essere assoggettati alle stesse misure di incentivazione previste per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Infine, riteniamo fondamentale lavorare per permettere una **trasformazione del mix di generazione elettrico per ridurre le bollette nel futuro**.

A questo proposito, **abbiamo apprezzato il lavoro del Governo nell'ambito del Disegno di Legge Delega sul nucleare per le opportunità che questa tecnologia può offrire al Paese nel medio-lungo termine**.

Nel breve termine si dovrebbe invece lavorare per **abilitare l'installazione degli impianti rinnovabili**. Sono necessari **interventi sul permitting**, per rendere il **Testo Unico rinnovabili un volano per la crescita del settore**, sulla **saturatione virtuale della rete**, che rallenta le possibilità di connessione degli impianti effettivamente realizzati, e sulle **Aree Idonee**, su cui la legislazione regionale rischia di frammentare le procedure e minare il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del Paese.

Su questo ultimo tema si propone anche di prevedere **alcuni correttivi al cd. "DL Agricoltura", approvato lo scorso anno**, e prevedere **l'estensione delle aree idonee ex lege per l'installazione di impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra**. In particolare, dovrebbero essere considerate idonee ai fini dell'autoproduzione di energia rinnovabile nei settori industriali, anche le **aree oggetto di bonifica; le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale; nonché le cave e le miniere e le aree che non sono ricomprese nel perimetro dei beni sottoposti a tutela paesaggistica**. Dovrebbe essere, inoltre, favorita l'installazione di **impianti agrivoltaici che adottano soluzioni volte a preservare le**

attività di coltivazione e/o pastorale sul sito di installazione, a prescindere dalla partecipazione ai meccanismi statali previsti nel PNRR.

Per quanto riguarda, in particolare, i siti oggetto di bonifica di proprietà di soggetti pubblici, si propone di stabilire per via normativa una destinazione prioritaria degli stessi – attraverso il regime delle concessioni – ai soggetti industriali interessati dall’attuazione della misura Energy Release, in modo da supportare la transizione energetica dei settori industriali energivori esposti alla concorrenza internazionale e quindi a rischio delocalizzazione. Infatti, si tratta di imprese che consumano più di 1 GWh/a, per alcune delle quali il costo dell’energia rappresenta una quota rilevante del valore aggiunto e in molti casi soggette all’ETS, e che dovranno quindi raggiungere entro il 2030 una riduzione delle emissioni del 62% rispetto al 2005. Considerando il contingente a disposizione per la misura riteniamo che per l’attuazione di questo provvedimento sia necessaria l’installazione di circa 5 GW di nuovi impianti, per i quali sarebbe necessario, qualora venisse utilizzata la sola fonte fotovoltaica, circa lo 0,05% della Superficie Agricola Utilizzata (SAU).