



Audizione Confindustria

Decreto-legge 208/2024

recante misure organizzative urgenti per fronteggiare
situazioni di particolare emergenza, nonché per
l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza

Audizione Parlamentare

Gennaio 2025

Onorevoli Deputati,

vi ringraziamo per averci dato l'opportunità di rappresentarvi il punto di vista del sistema industriale italiano su un provvedimento così rilevante che affronta tematiche relative alle situazioni di emergenza e al Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza. Crediamo che questo importante momento di confronto sia quanto mai opportuno, considerando la crescente preoccupazione dell'industria italiana per gli attuali prezzi dell'energia che mettono a rischio la ripresa industriale e potrebbero rallentare ulteriormente gli investimenti in innovazione di processo necessari ad accelerare la transizione energetica.

Ormai da anni Confindustria ripete quanto sia necessaria una strategia energetica che permetta alla manifattura italiana di poter competere con il resto d'Europa e del Mondo. Il picco della crisi del 2022 ci ha mostrato chiaramente i nostri punti di debolezza e solo grazie alla sinergia tra le imprese e le istituzioni siamo riusciti ad evitare una desertificazione industriale. Non dobbiamo però farci ingannare, perché problemi strutturali non possono essere risolti con misure contingenti ed emergenziali. Non a caso, l'Italia rimane il mercato elettrico più caro d'Europa, come ha certificato la stessa Commissione europea attraverso un recente studio sull'andamento dell'industria manifatturiera a zero emissioni nell'UE. Dobbiamo quindi lavorare su diversi fronti e secondo diverse scale temporali. Sicuramente è importante trasformare il nostro parco impianti, considerando l'opzione nucleare nel medio termine a beneficio anche della sicurezza nazionale, ma non si può prescindere da azioni concrete per ottenere una riduzione del costo dell'elettricità e del gas per le imprese già nel breve termine. L'alternativa, per citare John Maynard Keynes, è accettare che *«Nel lungo periodo siamo tutti morti»*.

Vogliamo quindi concentrare la vostra attenzione in questa audizione sull'articolo 8 del del Decreto Legge, che introduce i commi 2-bis e 2-ter all'articolo 28 del d.lgs 199/2021, e sulle sue possibili evoluzioni per il bene del Paese. Il suddetto articolo è volto a mitigare il rischio finanziario dei contratti di compravendita di lungo termine di energia da fonti rinnovabili (c.d. PPA – *Power Purchase Agreement*) affidando al GSE il ruolo di garante di ultima istanza per i PPA che verranno sviluppati tra produttori e consumatori in caso di fallimento di una delle parti in causa.

Il tema è rilevante poiché in Italia i contratti con cui viene venduta direttamente l'energia rinnovabile dai produttori ai consumatori su base pluriennale non stanno dimostrando una adeguata liquidità. Di conseguenza i consumatori non riescono a contrattualizzare energia verde e continuano ad essere soggetti alla volatilità del prezzo del mercato elettrico. Tra le cause vi è una generalizzata preferenza degli operatori delle rinnovabili per i meccanismi statali di contrattualizzazione, considerando la natura pubblica della controparte e un'auspicata maggiore remunerazione.

Nel Rapporto Draghi è ben illustrato come per mantenere la competitività industriale, l'UE dovrà bilanciare la traiettoria di decarbonizzazione con politiche che proteggano l'industria

da concorrenza sleale e dipendenze estere. Per preservare la resilienza dell'industria italiana nel lungo termine, oltre a promuovere gli investimenti in tecnologie a basse emissioni di carbonio, servono anche e soprattutto prezzi dell'energia confrontabili con quelli degli altri Stati membri e dei Paesi extra-UE. I costi energetici elevati rappresentano una barriera significativa per la crescita industriale, in particolare per i settori ad alta intensità energetica, che hanno visto una riduzione della produzione del 10-15% dal 2021 a livello EU.

Nel 2024 i prezzi del gas e dell'energia elettrica sono risultati in discesa rispetto al 2023 ma si sono allargati a livelli record i differenziali tra l'Italia e le altre manifatture europee. In particolare, il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia è stato del 38% più alto di quello della Germania, dell'87% più alto di quello della Francia e del 72% più alto di quello della Spagna.

La principale motivazione del divergente prezzo dell'elettricità sul mercato all'ingrosso fra l'Italia e gli altri Paesi è la differente struttura del mix di generazione, in Italia storicamente legato al gas naturale, su cui grava anche il costo della CO₂ del sistema ETS trasferito sul prezzo pagato da tutti i consumatori. Allo stesso tempo in Germania il mix elettrico è correlato al carbone/lignite (26% del mix 2023) e rinnovabili (52,5% del mix 2023), in Francia al nucleare (65% del mix nel 2023) e in Spagna ad un mix di rinnovabili (50% del mix nel 2023) e nucleare (21% del mix nel 2023).

Lo scenario presente non mostra chiari segnali di miglioramento perché ad inizio 2025 si sono aggiunti ulteriori elementi di incertezza:

- la conferma dello stop dei flussi gas via tubo dalla Russia all'Europa attraverso l'Ucraina per la fine dell'accordo di transito;
- la rapida discesa del livello di riempimento degli stoccaggi gas, che a livello UE è ora al 69%, livello inferiore alla media degli ultimi 5 anni;
- l'attesa per le politiche energetiche della nuova amministrazione statunitense.

Si è quindi arrivati nella prima settimana del 2025 ad avere prezzi del mercato spot del gas oltre i 50 c€/Smc e del mercato elettrico (PUN) oltre 135 €/MWh. Le imprese italiane non riescono a sostenere l'attuale gap di competitività, occorrono pertanto strumenti idonei per mantenere in esercizio gli impianti industriali.

Crediamo che si debba guidare la transizione energetica intervenendo subito e decisamente sui meccanismi di costruzione del prezzo di mercato dell'elettricità, garantendo l'accesso ad un mercato efficiente dell'energia rinnovabile su logiche di lungo termine. Nonostante l'energia elettrica in Italia sia prodotta solo per il 42% da gas naturale, l'aumento del prezzo del gas ha comportato un aumento di quello elettrico di pari intensità, sollevando nuovamente il problema del mancato *decoupling* tra energia prodotta da fonti fossili ed energia rinnovabile e sulle conseguenze di tutto ciò per le imprese.

Il dibattito che si è sviluppato in Europa a seguito della crisi energetica e finalizzato nel Regolamento (UE) 2019/943 sul Market Design, ha fornito un chiaro indirizzo sulle modalità operative attraverso cui superare il problema del mancato decoupling. L'art. 1 prevede infatti la definizione di *“principi fondamentali [...] che favoriscano lo sviluppo di mercati a termine dell'energia elettrica, per consentire ai fornitori e ai consumatori di darsi una copertura o tutelarsi dal rischio di una volatilità futura dei prezzi dell'energia elettrica”*.

Tale diritto risulta oggi difficilmente esercitabile per i consumatori, proprio considerando che gli impianti rinnovabili sono sviluppati prioritariamente nell'ambito degli schemi di supporto nazionale (es. superbonus) e di acquisto centralizzato del GSE (es. decreti FER1 e in futuro dal decreto cd. FER X) e dunque non sono negoziabili nel libero mercato dove si approvvigionano i consumatori industriali. I prezzi sul mercato si formano, infatti, sulla base del più costoso impianto chiamato a produrre energia per soddisfare la domanda elettrica (c.d. impianto marginale), il quale fissa il prezzo anche per tutti gli altri impianti di generazione, quindi, anche per quelli meno costosi e/o che non pagano l'ETS come le rinnovabili.

La tecnologia marginale è nella maggioranza delle ore quella termoelettrica e i prezzi elettrici presentano quindi una elevata correlazione con il prezzo del gas naturale e dell'ETS, causando un grave danno alla competitività delle imprese italiane.

L'evoluzione normativa in ambito autorizzativo (DL Agricoltura) ha inoltre fortemente limitato l'alternativa di sviluppare in via autonoma impianti di produzione rinnovabile con tecnologia fotovoltaica in aree agricole.

Con l'obiettivo di definire strumenti che permettessero l'integrazione efficiente delle fonti rinnovabili nel contesto del mercato elettrico nazionale e superare il problema del mancato decoupling evidenziato dalla crisi energetica del 2022, Confindustria nell'ottobre 2023 ha presentato un assessment finalizzato a definire un nuovo contesto di mercato per abilitare il disaccoppiamento attraverso un mercato di contratti di medio-lungo termine.

Le caratteristiche delle piattaforme previste nell'assessment sono convergenti con la Piattaforma PPA su cui interviene il provvedimento in esame, se opportunamente rafforzata.

Proponiamo, infatti, di completare il ruolo del GSE, che oggi agisce esclusivamente come acquirente centralizzato di energia rinnovabile dai produttori (con strumenti finanziari di tipo Contract For Difference-CFD), attraverso l'affidamento anche del compito di rivendere sul mercato i contratti di lungo termine acquisiti (sempre attraverso strumenti finanziari di tipo CFD).

In tale modalità, il GSE non drenerebbe dunque liquidità dal mercato delle rinnovabili di lungo termine ma fungerebbe come controparte centrale facilitando l'avvio di un mercato di contratti di lungo termine di energia rinnovabile, anche superando l'impostazione attuale di

un procurement centralizzato che garantisce esclusivamente i produttori dal rischio prezzo ma non i consumatori.

Inoltre, tale assetto garantirebbe anche l'esecuzione di quanto disposto dal Regolamento (UE) 2019/943 sul Market Design, fornendo ai consumatori una efficace piattaforma su cui negoziare strumenti decarbonizzati di copertura "dal rischio di una volatilità futura dei prezzi dell'energia elettrica."

Nel caso in cui il prezzo di riferimento del CFD lato offerta fosse più elevato di quello lato domanda, cosa che si potrebbe verificare in caso di scarsa competizione fra gli sviluppatori nelle aste FER X (facendo dunque emergere un incentivo per garantire lo sviluppo di energia rinnovabile), il GSE potrebbe utilizzare i proventi delle aste ETS per colmare la differenza. Ciò è perfettamente in linea con la disciplina del DL in commento, secondo cui il GSE possa fare ricorso ai proventi derivanti dalla messa all'asta delle quote di emissione di CO₂ nel suo ruolo di operatore di ultima istanza.

La misura non si configurerebbe, altresì, come aiuto di stato in quanto non selettiva ma rivolta a tutte le imprese interessate e permetterebbe di ridurre, non solo le emissioni indirette delle imprese, ma anche quelle dirette. Fornire energia elettrica rinnovabile a basso prezzo alle imprese è, infatti, una importante misura di decarbonizzazione perché spinge all'elettificazione dei processi.

In conclusione, vorrei ribadire in questa sede che in Confindustria crediamo nella decarbonizzazione competitiva dell'economia, perché la decarbonizzazione, senza competitività, comporta decrescita. È quello che abbiamo purtroppo sperimentato con la crisi economica del 2009, che ci ha portato a raggiungere in anticipo i target 2020 sul contenimento dei consumi non solo grazie a politiche attive di efficienza energetica ma anche, e soprattutto, a causa della chiusura di molte attività nonché la loro delocalizzazione all'estero. È evidente, purtroppo, che tutta l'Europa ha perso competitività negli anni: il PIL pro capite del vecchio continente tra il 1993 e il 2022 è cresciuto la metà di quello degli Stati Uniti (+28,2% contro +56,6%).

Siamo pertanto pronti a confrontarci con tutti i rappresentanti politici e istituzionali sia sulla proposta di rafforzamento dell'articolo 8 del presente provvedimento che sulle altre misure necessarie ad accompagnare il sistema produttivo nazionale nel percorso di transizione energetica.

Vi ringraziamo per la cortese attenzione e siamo disponibili a rispondere ad ogni eventuale domanda.