

MEMORIA
249/2024/I/COM

**MEMORIA DELL’AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER
ENERGIA RETI E AMBIENTE IN MERITO ALLE MODALITÀ
DI COPERTURA DEGLI ONERI DERIVANTI DAL
RICONOSCIMENTO DEGLI INCENTIVI MIRANTI A
PROMUOVERE LA REALIZZAZIONE DI IMPIANTI DI
PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI E
INNOVATIVI E CON COSTI ELEVATI DI ESERCIZIO**

Memoria per la X Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera
dei Deputati

25 giugno 2024

Signor Presidente, Onorevoli Deputate e Deputati,

desidero ringraziare, anche a nome degli altri Componenti Gianni Castelli, Andrea Guerrini, Clara Poletti, Stefano Saglia, la Commissione Attività produttive della Camera dei Deputati, per aver invitato in audizione il Collegio dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente a fornire il proprio contributo al dibattito parlamentare sullo Schema di decreto interministeriale recante “Definizione delle modalità per l’implementazione dei sistemi di incentivazione per impianti alimentati da fonti rinnovabili che presentino caratteristiche di innovazione o costi di generazione elevati” (cd. “DM FER2”).

L’Autorità ha già avuto modo di esprimere, con il parere reso al Ministro della Transizione ecologica il 3 agosto 2022, il proprio generale apprezzamento per lo schema di decreto in analisi che riproduce, in buona parte, la struttura dei precedenti decreti interministeriali di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai fini del raggiungimento degli obiettivi in materia di incidenza percentuale delle fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia.

Con la presente memoria vorremmo, ora, soffermarci su alcuni degli aspetti che caratterizzano il presente schema di decreto, quali il meccanismo delle tariffe fisse onnicomprensive e il contratto differenziale (CfD – Contract for Difference) a due vie, nonché sull’impatto delle misure ivi previste sugli oneri generali di sistema a carico dei clienti finali.

Rimaniamo come sempre a disposizione per la disamina di ulteriori dati ritenuti utili e per l’eventuale integrazione delle considerazioni che ci accingiamo ad esporre, sia in forma scritta sia rispondendo direttamente ad eventuali domande e richieste di chiarimenti che ci saranno formulate nel corso dell’audizione.

Roma, 26 giugno 2024

IL PRESIDENTE
Stefano Besseghini

1. Sullo schema di decreto del Ministro dell’Ambiente e della sicurezza energetica recante “Definizione delle modalità per l’implementazione dei sistemi di incentivazione per impianti alimentati da fonti rinnovabili che presentino caratteristiche di innovazione o costi di generazione elevati”

Il 4 giugno scorso la Commissione europea ha approvato, ai sensi delle norme sugli aiuti di stato, lo schema di decreto italiano di supporto alla produzione di energia da fonti rinnovabili recante “Definizione delle modalità per l’implementazione dei sistemi di incentivazione per impianti alimentati da fonti rinnovabili che presentino caratteristiche di innovazione o costi di generazione elevati” (cd. DM FER2).

La presente memoria fa riferimento al testo dello schema di decreto circolato a seguito della suddetta approvazione.

Lo schema DM FER2 stabilisce le modalità e le condizioni in base alle quali gli impianti di produzione alimentati da biogas e biomasse, solari termodinamici, geotermoelettrici ed eolici *off-shore*, che presentano caratteristiche di innovazione e ridotto impatto sull’ambiente e sul territorio, possono accedere agli incentivi.

Il decreto prevede:

- nel caso di impianti di potenza fino a 300 kW (ridotti a 200 kW dal 1° gennaio 2026), l’utilizzo delle *feed in tariff* (o tariffe fisse onnicomprensive);
- nel caso di impianti di potenza superiore a 300 kW (ridotti a 200 kW dal 1° gennaio 2026), l’utilizzo del contratto differenziale a due vie quale strumento di supporto allo sviluppo delle tecnologie cui si applica e dispone, all’articolo 15, che questa Autorità di regolazione per energia reti e ambiente definisca le modalità con le quali trovano copertura sulle componenti tariffarie dell’energia elettrica le risorse necessarie per l’erogazione degli incentivi di cui al medesimo decreto, assicurando l’equilibrio economico del bilancio del GSE.

L’Autorità, già in occasione del parere rilasciato in merito allo schema DM FER2 del 2 agosto 2022 (deliberazione 387/2022/I/efr), aveva espresso un generale apprezzamento. Strumenti quali le tariffe fisse onnicomprensive e i contratti per differenze a due vie consentono, infatti, di sostenere lo sviluppo delle fonti rinnovabili, garantendo agli investitori ricavi costanti nel tempo per tutta la vita utile dell’impianto di produzione e, al tempo stesso, in particolare, in contesti caratterizzati da elevati prezzi dell’energia elettrica nei mercati all’ingrosso, consentono di contenere la bolletta energetica dei clienti finali.

2. Sulla tipologia degli strumenti di supporto utilizzati

Il meccanismo delle tariffe fisse onnicomprensive prevede che l’energia elettrica immessa in rete non resti nella disponibilità del produttore e sia collocata sui mercati dal GSE. Il contratto che ne deriva implica che il GSE eroghi al produttore la tariffa fissa onnicomprensiva in ciascuna ora del periodo di incentivazione (compreso tra i 20 anni delle tecnologie fotovoltaiche e i 25 anni delle tecnologie eoliche), indipendentemente dal valore del prezzo orario zonale del mercato all’ingrosso. Ciò consente di stabilizzare il ricavo del produttore, attuando la copertura dei costi di investimento durante tutto il periodo di incentivazione.

Al contempo, il GSE ottiene un ricavo dalla vendita di tale energia elettrica sui mercati all’ingrosso. Pertanto, gli oneri che derivano al sistema sono pari alla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per erogare le tariffe fisse onnicomprensive ai produttori e i ricavi ottenuti

dal GSE per la vendita della medesima energia elettrica sui mercati all'ingrosso: tale differenza sarà positiva (ossia, un costo per la collettività) nelle ore in cui la tariffa fissa è superiore al prezzo di mercato o negativa (ossia, un ricavo per la collettività) nelle ore in cui il prezzo di mercato è, invece, superiore alla tariffa fissa.

Il contratto differenziale (*Cfd – Contract for Difference*) a due vie prevede invece la regolazione economica tra il GSE e il soggetto titolare degli incentivi del differenziale tra la tariffa incentivante, come eventualmente ridotta in esito alle procedure competitive, e il prezzo orario zonale del mercato all'ingrosso, applicato all'energia immessa in ciascuna ora del periodo di incentivazione (compreso tra i 20 anni delle tecnologie fotovoltaiche e i 25 anni delle tecnologie eoliche).

In ogni ora in cui la tariffa incentivante, come eventualmente ridotta in esito alle procedure competitive, è superiore al prezzo di mercato, il produttore riceve dal GSE per ogni kWh immesso in rete la differenza tra i due predetti valori; invece, in ogni ora in cui il prezzo di mercato è superiore, il produttore paga la medesima differenza al GSE. L'effetto del contratto differenziale a due vie, insieme al ricavo derivante dalla vendita dell'energia a prezzo di mercato, è pertanto quello di stabilizzare il ricavo del produttore che complessivamente riceve sempre la tariffa incentivante, come eventualmente ridotta in esito alle procedure competitive, sull'energia immessa. Ciò ha l'obiettivo di consentire la copertura dei costi di investimento durante tutto il periodo di incentivazione.

Sia nel caso delle tariffe fisse onnicomprensive sia nel caso dei contratti differenziali, i corrispondenti oneri per il sistema, che si manifesteranno progressivamente durante tutto il periodo di incentivazione, saranno tanto maggiori quanto più basso risulterà il prezzo di mercato rispetto alla tariffa da riconoscere per l'energia immessa in rete, generando un corrispondente effetto di stabilizzazione sulla bolletta dei clienti finali.

3. Sull'impatto dello Schema DM FER 2 sugli oneri generali di sistema

Le tariffe incentivanti previste nello Schema di DM FER2, che è destinato a tecnologie innovative i cui costi sono più elevati delle corrispondenti tecnologie cosiddette "mature", sono significativamente più elevate dei prezzi attesi di mercato sul periodo di incentivazione e, pertanto, si ritiene genereranno un onere netto per il sistema.

La decisione della Commissione Europea C(2024) 3814, nel valutare la compatibilità della misura con la disciplina degli aiuti di stato e l'impatto della medesima, ha considerato a regime - una volta che tutti gli impianti ammessi alla misura siano in esercizio - un onere annuale pari a 1,85 miliardi di euro, ipotizzando un prezzo medio atteso di mercato dell'energia elettrica sul periodo di incentivazione pari a 60 €/MWh e che tutti i contingenti siano effettivamente realizzati con prezzi pari ai massimi consentiti dalle procedure.

L'onere annuale potrà risultare inferiore in caso di prezzi di mercato superiori a 60 €/MWh, di contingenti non approvvigionati interamente o di riduzioni della tariffa incentivante riconosciuta. L'onere potrà invece essere superiore in caso di prezzi di mercato più bassi. In ogni caso, l'onere si manifesterà con gradualità, solo dopo che gli impianti di produzione aventi diritto entreranno in esercizio e limitatamente alla loro immissione effettiva.

È evidente come sia molto complesso stimare il prezzo di mercato su un periodo così lungo (25 anni) in quanto la sua realizzazione dipenderà, oltre che dalle normali

dinamiche di mercato, dalle tempistiche entro le quali le altre misure finalizzate alla decarbonizzazione del settore (sviluppo rinnovabili, accumuli, reti) produrranno i loro effetti. Ipotizzando, per esempio e al solo fine di valutare la sensibilità dell'onere alla variazione del prezzo, un prezzo medio atteso di mercato di 70 €/MWh, l'onere annuale risulterebbe pari a circa 1,7 miliardi di euro per i primi 20 anni, sempre nell'ipotesi che tutti i contingenti vengano effettivamente realizzati con prezzi pari ai massimi consentiti dalle procedure.

L'impatto sugli oneri generali di sistema per l'utente tipo domestico derivante dalle predette stime risulterebbe pari a circa 13-15 €/anno.

In termini di impatto sulla bolletta, va ricordato che l'eventuale maggior onere in termini di oneri generali di sistema connesso alla realizzazione di prezzi mercato più bassi sarebbe compensato da un minor costo dell'energia elettrica nei mercati all'ingrosso; viceversa, in caso di prezzo di mercato più alto.

In generale, si ricorda che nei prossimi anni è prevedibile una riduzione degli oneri di sistema in corrispondenza della progressiva conclusione dei sistemi incentivanti oggi attivi, cui però si accompagnerà un possibile impatto legato agli ulteriori strumenti incentivanti in corso di definizione per le fonti rinnovabili (principalmente, con il decreto cd. FERX) e per gli accumuli.

4. Proposte dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente in tema di trasferimento alla fiscalità generale di oneri generali di sistema

Più volte questa Autorità ha sottolineato, al fine di limitare l'impatto degli oneri generali in bolletta, l'opportunità di trasferire alla fiscalità generale gli oneri generali di sistema che gravano sulla bolletta dei consumatori "*non collegati al settore dell'energia*", come peraltro previsto dal Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), Missione 1, Componente 2, obiettivo intermedio 7.

Tale percorso è stato avviato con la "fiscalizzazione", a decorrere dall'anno 2023, degli oneri connessi allo smantellamento delle centrali e degli impianti nucleari e alla realizzazione del deposito nazionale dei rifiuti radioattivi (articolo 1, comma 20, legge n. 197/22), che, pertanto, non gravano più sulle bollette di famiglie e imprese ma sono finanziati con trasferimenti dal Bilancio dello Stato alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA).

Al riguardo, l'Autorità propone che, ai fini del successivo passaggio nel percorso di progressiva fiscalizzazione degli oneri generali di sistema, siano individuati gli oneri relativi ai bonus sociali per la parte relativa alla disciplina di protezione delle famiglie in condizioni di disagio economico e anche in condizioni di disagio fisico.

I bonus sociali, infatti, sono sostanzialmente strumenti di politica sociale istituiti per alleviare il peso delle bollette sui bilanci delle famiglie in condizioni di disagio. Ciò in considerazione del fatto che generalmente la spesa per consumi energetici grava in misura proporzionalmente maggiore sui bilanci delle famiglie a minor reddito, a causa della natura essenziale dei servizi energetici e alla limitata comprimibilità dei consumi se non attraverso misure di efficientamento energetico, che comunque, richiedono investimenti iniziali negli apparecchi.

Come già più volte evidenziato - da ultimo nella deliberazione 28 settembre 2023, allegato A - l’Autorità considera che nel medio periodo l’attuazione di questo percorso di trasferimento alla fiscalità generale degli oneri “*non collegati al settore dell’energia*” porterà considerevoli benefici ai consumatori.

Sempre in relazione alle politiche di sostenibilità ambientale, si rammenta che la maggior parte degli oneri generali deriva dagli strumenti di supporto allo sviluppo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica.

Infine, risulta opportuno sottolineare come misure di fiscalizzazione strutturale degli oneri generali siano già state adottate anche in altri Paesi dell’Unione europea; particolarmente rilevante è quella adottata in Germania, dove il supplemento tariffario “EEG” a copertura degli oneri per le fonti rinnovabili, in precedenza raccolti tramite le bollette elettriche, è stato completamente fiscalizzato dal 1° gennaio 2023.