

MEMORIA

60/2022/I/COM

**MEMORIA DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA
RETI AMBIENTE IN MERITO AL DISEGNO DI LEGGE DI
CONVERSIONE DEL DECRETO-LEGGE 27 GENNAIO 2022, N. 4,
RECANTE "MISURE URGENTI IN MATERIA DI SOSTEGNO ALLE
IMPRESE E AGLI OPERATORI ECONOMICI, DI LAVORO, SALUTE E
SERVIZI TERRITORIALI, CONNESSE ALL'EMERGENZA DA
COVID-19, NONCHÉ PER IL CONTENIMENTO DEGLI EFFETTI
DEGLI AUMENTI DEI PREZZI NEL SETTORE ELETTRICO" (AS
2505)**

Memoria per la 5^a Commissione Programmazione economica, bilancio del Senato della
Repubblica

18 febbraio 2022

Premessa

Il disegno di legge “Conversione in legge del decreto legge 27 gennaio 2022, n. 4, recante *Sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da COVID-19, nonché per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico*” (cd. “DL Sostegni – ter”), attualmente all’esame, in prima lettura, presso questa Commissione del Senato della Repubblica, contiene alcune disposizioni di rilevante interesse per l’attività di questa Istituzione.

Con la presente memoria ci si soffermerà, dunque, specificatamente sulle disposizioni inerenti alle materie ricomprese nelle competenze dell’Autorità e, segnatamente, su:

- 1) articolo 14 che contiene disposizioni in ordine all’annullamento per il primo trimestre dell’anno in corso, delle aliquote relative agli oneri generali di sistema applicate alle utenze con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW, anche connesse in media e alta/altissima tensione o per usi di illuminazione pubblica o di ricarica di veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico. Tale norma integra le misure già adottate dalla legge di bilancio per l’anno 2022, sempre con riferimento al primo trimestre dell’anno in corso, per contenere i costi della bolletta elettrica delle utenze domestiche e non domestiche in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW;
- 2) articolo 15 che assegna un contributo straordinario, sotto forma di credito d’imposta, alle imprese cd. “*energivore*” – come individuate dal decreto del Ministero dello Sviluppo economico del 21 dicembre 2017 - i cui costi per kWh della componente energia elettrica, calcolati sulla base della media dell’ultimo trimestre 2021 abbiano subito un incremento superiore al 30% relativo al medesimo periodo dell’anno 2019;
- 3) articolo 16 che dispone, dal 1° febbraio al 31 dicembre 2022, l’applicazione di un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell’energia prodotta da impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW che beneficino di tariffe fisse derivanti dal meccanismo del cd. “*conto energia*”, nonché sull’energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonte idroelettrica, geotermoelettrica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione. Le modalità attuative della presente disposizione sono attribuite a questa Autorità.

1) ARTICOLO 14 (*Riduzione oneri di sistema per il primo trimestre 2022 per le utenze con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW in media e alta/altissima tensione*)

La disposizione in epigrafe determina effetti su una vasta platea di imprese e di altri soggetti, comprese le pubbliche amministrazioni, diversi dalle famiglie, che rientrano nelle tipologie di utenza “non domestiche”.

Tali tipologie di utenza si distinguono in base al livello di tensione della connessione e al livello di potenza disponibile.

Per le connessioni in bassa tensione con potenza disponibile inferiore a 16,5 kW (circa 6 milioni di utenze, tipicamente piccolissime imprese, artigiani, piccole amministrazioni come le scuole, ecc.), gli oneri generali di sistema erano stati annullati con le misure introdotte dal Governo e dal Parlamento nella legge di Bilancio per l’anno 2022 (legge n. 234/21).

Per le altre utenze non domestiche (ossia, utenze connesse in bassa tensione con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW e utenze connesse in media e alta e altissima tensione), che comprendono anche i punti di prelievo dell’energia elettrica utilizzata per l’illuminazione pubblica e per la ricarica dei veicoli elettrici in luoghi pubblici, le misure adottate con la legge di Bilancio per l’anno 2022 consistevano sostanzialmente nel dimezzamento degli oneri di sistema. Con l’articolo 14 del decreto-legge in esame, gli oneri generali di sistema sono stati completamente azzerati per il I trimestre 2022 anche per questi utenti, oltre un milione, che rappresentano circa 45 TWh di consumi di energia nel trimestre in analisi. Il conseguente risparmio per queste tipologie di utenze per il I trimestre 2022, stimato in circa 1200 milioni di euro, che si aggiungono a quelli già previsti dalla legge di Bilancio per l’anno 2022, per più di 400 milioni di euro per le utenze in bassa tensione e, per più di 600 milioni di euro per quelle in media e alta e altissima tensione.

Il metodo adottato da questa Autorità, ai fini della stima dei gettiti tariffari persi a seguito dell’azzeramento delle aliquote degli oneri generali di sistema (componenti Asos e Arim), è basato sulle aliquote tariffarie in vigore, per tali tipologie di utenza, nel IV trimestre 2021.

La disposizione di cui all’articolo 14 del decreto-legge in conversione è stata già attuata da questa Autorità con la delibera 31 gennaio 2022, 35/2022/R/eel, con decorrenza retroattiva dal 1° gennaio. Ciò è stato reso possibile dal fatto che, per tali tipologie di utenza, la fatturazione dei prelievi è tipicamente mensile e, quindi, i prelievi di energia elettrica di gennaio sono fatturati a partire dal successivo mese di febbraio.

Come già evidenziato nell'ambito dei precedenti aggiornamenti tariffari, a manovre straordinarie, che comportano significative riduzioni o annullamenti dei livelli delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali, non può che far seguito – in assenza di ulteriori interventi per i trimestri successivi, a partire dal II trimestre 2022 – un percorso di adeguamento al rialzo di tali componenti, al fine di riallinearle agli oneri di competenza previsti. Le modalità di riattivazione delle componenti saranno, dunque, definite dall'Autorità sulla base dell'andamento e delle previsioni delle entrate e delle uscite dei conti di gestione istituiti presso la Cassa dei servizi energetici e ambientali (CSEA).

2) ARTICOLO 15 (*Credito d'imposta imprese energivore*)

La misura introdotta dall'articolo 15 del provvedimento all'esame di questa Commissione riguarda le imprese a forte consumo di energia e non ha effetti sulle bollette di queste industrie ma genera un beneficio di carattere fiscale.

Le imprese a forte consumo di energia sono definite come le imprese, operanti in specifici settori industriali identificati dalla Commissione europea, per le quali il costo dell'energia elettrica (valutato a un prezzo medio di riferimento) supera o il 20% del valore aggiunto lordo o il 2% del fatturato. Per queste imprese sono già previste specifiche disposizioni relative all'applicazione delle componenti degli oneri generali di sistema (delibera 21/2017/R/eel di attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo economico 21 dicembre 2017).

Nello specifico, nel primo caso (cd. "*classe di agevolazione VAL*"), la componente tariffaria Asos degli oneri generali è azzerata e queste imprese versano un contributo al conto Asos direttamente alla CSEA. Esso è indipendente dal consumo; si tratta di una percentuale del valore aggiunto lordo, graduato in relazione all'intensità di costo rispetto al valore aggiunto lordo.

Nel secondo caso (cd. "*classe di agevolazione FAT*"), la componente Asos è applicata in forma ridotta, con uno sconto variabile dal 45% al 75%, tarato in ragione dell'intensità di costo rispetto al fatturato.

Secondo i dati tratti dall'ultima relazione prodotta da CSEA¹, si tratta di oltre 3800 imprese (circa 2.200 con classe di agevolazione FAT e 1.600 con classe di agevolazione

¹ L'elenco delle imprese a forte consumo di energia è aggiornato annualmente da CSEA e l'ultima raccolta delle dichiarazioni annuali risale a novembre/dicembre 2021.

VAL), per un prelievo complessivo annuo di energia elettrica dalle reti pubbliche di trasmissione e di distribuzione dell'ordine di 54 TWh.

Nella delibera di questa Autorità 35/2022/R/eel, per tenere conto degli effetti che l'azzeramento delle aliquote produce sul contributo al conto Asos a carico delle imprese energivore con classe di agevolazione VAL, è stato previsto di ridurre l'acconto di giugno di tale contributo (il contributo VAL su base annua non può, infatti, mai risultare superiore a quanto le stesse imprese avrebbero versato se fossero state in classe di agevolazione FAT). La misura del credito d'imposta per le imprese a forte consumo di energia non ha effetti sulle bollette, né come beneficio per le imprese destinatarie né come costo, considerato che la misura è finanziata, prevalentemente, con i proventi derivanti dalle aste delle quote di emissione di CO₂ e, per la parte rimanente, con altre risorse esterne al sistema elettrico.

Per avere accesso alla misura, comunque, le imprese a forte consumo di energia devono aver risentito di un aumento del 30%, tra l'ultimo trimestre 2019 e l'ultimo trimestre 2021, del costo unitario per kWh della componente energia, al netto delle imposte e dei sussidi, e *“tenendo conto di eventuali contratti di fornitura di durata stipulati dall'impresa”*.

Al riguardo, si osserva che, grazie alle coperture che potrebbero aver stipulato con i propri fornitori, alcune imprese energivore potrebbero aver risentito degli aumenti degli ultimi mesi del 2021 in misura inferiore alla soglia indicata dalla norma. Non essendo disponibili dati sui contratti di copertura effettivamente stipulati dalle imprese energivore (né dalle imprese in generale), si ritiene che l'impatto dello *shock* dei prezzi del 2022 sarà rilevante per tutte le imprese energivore. L'Autorità suggerisce, pertanto, di valutare una modifica del criterio di accesso, per esempio, riferendo la soglia del 30% alle variazioni, su base annuale, tra il bimestre gennaio/febbraio 2022 e lo stesso bimestre del 2021.

Pur non direttamente collegato con il tema del credito di imposta, giova evidenziare che, in linea generale, le agevolazioni alle imprese energivore sono sostenute da una componente tariffaria (componente Ae, anch'essa azzerata per il I trimestre 2022) poste a carico di tutte le utenze, domestiche e non domestiche, non energivore. Nel caso, dunque, di riattivazione delle componenti degli oneri generali, a decorrere dal prossimo trimestre, in assenza di eventuali ulteriori interventi come sopra indicato, risulterà fondamentale finanziare con risorse del Bilancio dello Stato almeno la componente tariffaria Ae, in modo da evitare che il costo di una scelta di politica industriale torni a gravare sui clienti elettrici (famiglie e imprese non energivore).

3) ARTICOLO 16 (*Interventi sull'elettricità prodotta da impianti a fonti rinnovabili*)

L'articolo 16 prevede un meccanismo di copertura a due vie che si applica ai soggetti produttori di energia elettrica sull'energia immessa in rete nell'anno in corso, a partire dal 1° febbraio, e riguarda sia alcune tipologie di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che beneficiano di incentivi pluriennali, sia impianti di produzione di energia sempre da fonti rinnovabili che non godono di alcun incentivo e la cui energia è valorizzata esclusivamente ai prezzi di mercato.

Più precisamente, sotto il profilo dell'ambito di applicazione, la norma riguarda:

- a) gli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 20 kW ammessi a beneficiare degli incentivi di cui ai decreti interministeriali 28 luglio 2005, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010 e 5 maggio 2011 (per quest'ultimo, ad eccezione degli impianti che beneficiano dell'incentivo di tipo "*feed in tariff*"). La remunerazione di detti impianti è, pertanto, costituita da un incentivo fisso applicato all'energia prodotta (mediamente pari a circa 300 €/MWh), cui si somma il valore di mercato realizzato dal produttore nella vendita della medesima energia. Tali incentivi sono stati all'epoca determinati in modo da consentire la copertura dei costi di investimento e di produzione di queste tecnologie sulla base dei prezzi di mercato di allora;
- b) gli impianti di potenza superiore a 20 kW alimentati da fonte solare, idroelettrica, geotermoelettrica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione.

La disposizione di legge prevede che, con riferimento ai mesi da febbraio a dicembre 2022, ciascun produttore titolare di impianti delle tipologie individuate sia tenuto a restituire (o a ricevere, nel caso sia negativa) la differenza tra il prezzo di mercato e un ricavo medio di riferimento determinato convenzionalmente. Tale riferimento è calcolato come la media dei prezzi di mercato registrati dalla data di entrata in esercizio dell'impianto (se successiva al 2010) e il 31 dicembre 2020. Il prezzo di mercato è determinato tenendo conto di eventuali contratti di cessione stipulati dal produttore prima dell'entrata in vigore del decreto-legge in analisi.

Con la presente memoria, l'Autorità intende fornire un'analisi delle criticità e delle complessità della norma, in particolare sotto il profilo applicativo, formulando poi possibili proposte di revisione della stessa.

Profili di attenzione di carattere generale

Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, oggetto della norma, presentano una struttura di costi composta in larga prevalenza da costi fissi, indipendenti dall'andamento dei

combustibili fossili, incluso il gas naturale. Ciò fa sì che in un mercato, come quello europeo, in cui il prezzo è fissato in molte ore da impianti termoelettrici alimentati a gas, la redditività degli impianti da fonte rinnovabile possa presentare ampi margini di variabilità durante la vita utile dell'impianto. Negli ultimi anni la rilevante volatilità dei prezzi all'ingrosso ha reso ancora più evidente tale fenomeno. A periodi come quello attuale, che vedono prezzi dell'energia elettrica eccezionalmente elevati in rapporto a quelli necessari alla copertura dei costi fissi sulla vita utile dell'impianto, se ne sono alternati altri, quale l'anno 2020 interessato dallo scoppio della pandemia da COVID-19, in cui i prezzi sono stati viceversa molto bassi.

L'effettiva correlazione tra i prezzi registrati nei mercati spot dell'energia elettrica e la redditività degli impianti da fonte rinnovabile dipende, tuttavia, da numerosi fattori, tra cui l'ammissione o meno dell'impianto stesso a meccanismi incentivanti e il grado di ammortamento dell'investimento.

Con riferimento, in particolare, alla norma in analisi, va quindi rilevato che, sebbene per entrambe le fattispecie di impianto (incentivati o interamente a mercato), la disponibilità dell'energia sia in capo al produttore che la cede nel mercato, gli effetti dell'applicazione della medesima sono diversi ed incidono in modo differente sulla copertura dei costi complessivi dell'impianto.

Per gli impianti incentivati, che, accanto al prezzo di mercato, ricevono un incentivo storicamente largamente prevalente rispetto al medesimo prezzo, il rischio di mancata copertura dei costi è in gran parte mitigato. Per tali impianti gli incentivi sono, infatti, pari a circa 300 €/MWh, a fronte di prezzi di mercato storicamente intorno ai 60 €/MWh.

Gli impianti realizzati senza incentivo presentano un maggior rischio legato all'investimento. Ciò, ovviamente, anche in relazione alla data di entrata in operatività dell'impianto ed ai rischi "residui", molto superiori per gli impianti più recenti. In tal senso, vale sottolineare che valutazioni in merito a presunti extra profitti risultano meno giustificabili sotto il profilo economico quanto più considerano periodi limitati rispetto alla vita utile dell'investimento (o al suo valore complessivo), su cui si basa la copertura dei relativi costi.

Va, inoltre, rilevato come la norma incida esclusivamente sull'attività di produzione, senza catturare gli eventuali extra-profitti realizzati, anche grazie alle cessioni infragruppo, dai *trader* o dai venditori al dettaglio.

Per esempio, da una cessione dal produttore attraverso un contratto a termine potrebbero, poi, comunque, derivare ulteriori profitti per il soggetto cessionario, a seguito di ulteriori vendite sul mercato spot o a clienti finali a prezzi più elevati.

Con riferimento alle tempistiche e alle difficoltà di attuazione della norma, si evidenzia, inoltre, che la valutazione dei ricavi derivanti dai contratti di cessione stipulati dal produttore a prezzi non indicizzati ai prezzi spot (comma 2) se, da un lato, risulta necessaria per non richiedere la restituzione di extra-profitti non effettivamente conseguiti, dall'altro, presenta rilevanti profili di complessità nella fase attuativa, dei quali è necessario tenere conto.

Innanzitutto, si deve considerare che le cessioni di energia da parte delle società che dispongono di impianti di produzione non sono univocamente attribuibili ai singoli impianti di produzione di energia ma normalmente rispondono a logiche di "portafoglio". L'attribuzione dei contratti a termine agli impianti, necessaria ai fini dell'applicazione della disposizione in questione, presenterà, pertanto, degli elementi di convenzionalità, che sarà necessario definire in sede attuativa. In particolare, per esempio, se nel "portafoglio" fosse presente anche la produzione da fonti tradizionali, il prezzo dei contratti potrebbe comprendere componenti di costo legate all'approvvigionamento del combustibile.

Tali elementi di complessità aumentano lungo la filiera, in considerazione della possibile presenza nell'ambito del "portafoglio", per esempio, di acquisti nel mercato spot e di contratti di cessione ai clienti finali, normalmente più complessi data la loro natura di contratti di somministrazione.

Dagli approfondimenti sinora svolti dall'Autorità, tali complessità determinano un allungamento dei tempi di attuazione della disposizione da parte del GSE.

In merito a questo profilo, è necessario, da ultimo, considerare che i contratti assumono forme (si pensi anche ai contratti di natura finanziaria), durate e contenuti che li rendono difficilmente "standardizzabili" o direttamente confrontabili; inoltre, possono essere stati stipulati anche a ridosso della data di entrata in vigore del decreto-legge in conversione, proprio con l'intento di eluderne gli effetti.

Un approccio volto, invece, ad intercettare i profitti a partire dai bilanci delle società attive in tutte le fasi della filiera energetica sarebbe, in principio, idoneo a superare alcune delle criticità sopra richiamate. L'applicazione di una forma di prelievo ai soli "sovra profitti" e la transitorietà della misura, in combinazione con il divieto di traslare l'onere sui consumatori finali, potrebbero superare possibili profili di incostituzionalità rilevati su norme simili già oggetto di applicazione in passato.

Giova, infine, sottolineare che la lettera dell'articolo 16, comma 2, del provvedimento all'esame di questa Commissione sembrerebbe comportare che le partite economiche oggetto di regolazione con il GSE siano calcolate come differenza tra un prezzo medio

storico di riferimento e il prezzo zonale orario applicato alla produzione dell'impianto in ciascuna ora.

L'effetto di una tale applicazione della misura sarebbe quello di annullare i segnali di prezzo orario sulla produzione effettiva per i produttori cui si applica la norma in esame.

I produttori non sarebbero più indotti a programmare la produzione in relazione al prezzo orario del mercato ma in funzione di altri obiettivi (o di profili di prezzo orari che si sono realizzati nel passato). Una siffatta applicazione, nel caso di fonti programmabili (quali ad esempio gli impianti idroelettrici a bacino o a serbatoio), comporterebbe una riduzione dell'efficienza di funzionamento del sistema e, in ultima analisi, una riduzione della sicurezza di funzionamento del sistema stesso.

Considerazioni e proposte in merito a possibili modifiche della norma

Alla luce delle riflessioni appena svolte, l'Autorità propone, innanzitutto, di valutare l'opportunità di introdurre alcune modifiche all'impianto dell'articolo 16, con specifico riferimento all'ambito e alle modalità applicative della norma stessa, al fine di superare, o almeno temperare, gli elementi di criticità illustrati.

In primo luogo, in considerazione degli elementi in precedenza evidenziati, l'Autorità ritiene auspicabile che la norma non sia applicata agli impianti che non godono di incentivi, in specie, a quelli entrati in esercizio negli ultimi anni; ciò in considerazione dell'incremento dei rischi associati agli investimenti (in particolare, quelli non già ammortizzati), e delle reali possibilità che la medesima sia elusa (o possa essere scarsamente efficace).

In secondo luogo, l'Autorità reputa opportuna l'estensione del periodo temporale oggetto della misura fino al termine del periodo di incentivazione per gli impianti che godono di incentivi di tipo "*feed in premium*". Pur non avendo più le caratteristiche di transitorietà che la norma presenta nella sua formulazione attuale, in considerazione dell'eccezionalità della situazione, avrebbe, tuttavia, il pregio di dare maggiore certezza agli investitori, in quanto la garanzia del prezzo riconosciuto non solo per l'anno in corso (dove il prezzo riconosciuto è inferiore ai prezzi attesi di mercato) ma fino al termine del periodo di incentivazione, rimuoverebbe per il produttore ogni rischio associato all'andamento futuro dei prezzi di mercato. In questo modo la valutazione verrebbe, infatti, a riferirsi ad un periodo (tutto il periodo di incentivazione) correlato alla vita utile degli impianti.

L'andamento dei prezzi attesi futuri è sì in discesa, ma con valori ancora elevati almeno per l'anno in corso; pertanto, una tale modifica della norma se, da un lato, come detto,

ridurrebbe i rischi per i produttori che il prezzo possa scendere in futuro, dall'altro, almeno nel breve/medio periodo, costituirebbe una protezione anche per i consumatori.

Una siffatta modifica renderebbe, infine, meno rilevanti le problematiche implementative esposte in relazione ai contratti; la quota dell'energia prodotta coperta da contratti è, verosimilmente, già limitata per tali tipologie di impianti per l'anno in corso, ma è ragionevole ritenere che copra una parte molto limitata o addirittura nulla della produzione per i prossimi anni. In generale, infatti, le coperture si estendono per non più di uno-due anni. Ovviamente resterebbero, in parte, gli elementi di attenzione relativi agli aspetti implementativi legati ai contratti, ma con un impatto molto più limitato sugli effetti della norma.

Ove non dovessero essere considerate le proposte di modifica sostanziale sopra suggerite, si propongono, infine, alcune rettifiche puntuali dell'attuale formulazione della norma in analisi, volte a tenere conto dei profili sopra segnalati.

Anzitutto, al fine di superare la problematica legata - per gli impianti programmabili - al calcolo delle partite economiche oggetto di regolazione con il GSE, come differenza tra un prezzo medio storico di riferimento e il prezzo zonale orario applicato alla produzione dell'impianto in ciascuna ora, l'Autorità ritiene necessario proporre un'applicazione dell'articolo 16, comma 2, in base alla quale le partite economiche oggetto di regolazione con il GSE siano, invece, determinate come differenza tra un prezzo medio di riferimento inerente agli anni precedenti al 2021 e un prezzo medio calcolato per ciascun mese del 2022. Tale modifica comporterebbe che la rendita estratta dipenderebbe dalla differenza di prezzi medi, lasciando inalterato l'incentivo per il produttore a programmare l'impianto, in relazione alle esigenze del sistema espresse dall'andamento dei prezzi di mercato.

Con l'obiettivo di evitare dubbi interpretativi, che potrebbero generare inefficienze nel funzionamento del sistema nell'attuale situazione di tensione dei mercati, questa Autorità propone di modificare la disposizione in questione, al fine di chiarire, limitatamente agli impianti programmabili, tale modalità applicativa. Ovviamente questo profilo non sarebbe più rilevante, qualora dall'ambito applicativo della norma fossero espunti, come sopra proposto, gli impianti che non godono di incentivi; ciò in quanto, in tal caso, la norma riguarderebbe solo impianti non programmabili.

Si segnala, inoltre, che la previsione di cui al comma 2, lettera a), dell'articolo 16, oltre a comportare un differente trattamento per gli impianti, a seconda della data di entrata in servizio, non risulta applicabile agli impianti entrati in servizio successivamente al 31 dicembre 2020. Tale criticità riguarda solo gli impianti che non godono di incentivi e sarebbe, quindi, superata nel caso in cui l'applicazione venisse ristretta, come sopra auspicato, agli impianti incentivati che già ne sono oggetto, oppure laddove

l'applicazione agli impianti che non godono di incentivi fosse limitata a quelli entrati in servizio, per esempio, anteriormente al 1° gennaio 2010.