



Gli oneri generali del sistema elettrico

24 settembre 2018

Con le bollette dell'energia elettrica, oltre ai servizi di vendita (materia prima, commercializzazione e vendita), ai servizi di rete (trasporto, distribuzione, gestione del contatore) e alle imposte, si pagano alcune componenti per la copertura di costi per attività di interesse generale, tra i quali, ad esempio, il sostegno alle fonti energetiche rinnovabili: si tratta dei cosiddetti oneri generali di sistema, introdotti nel tempo da specifici provvedimenti normativi. Gli oneri generali sono applicati come maggiorazione della tariffa di distribuzione, (quindi all'interno dei servizi di rete), in maniera differenziata per tipologia di utenza. Negli ultimi anni, come evidenzia l'[ARERA](#), gli oneri generali di sistema hanno rappresentato una quota crescente e sempre più significativa della spesa totale annua di energia elettrica degli utenti finali.

Già nel corso della XVII legislatura vari interventi sono stati finalizzati a ridurre il peso di alcuni di tali oneri in bolletta, attraverso la previsione di una rimodulazione degli incentivi sostenuti a valere su di essi, quali quelli a favore delle fonti rinnovabili (cd. D.L. "spalma incentivi" volontario, D.L. n. 145/2013, e D.L. "spalma incentivi" obbligatorio). Inoltre, il legislatore è intervenuto riformando gli incentivi alle imprese "energivore" e i relativi oneri di sistema che li sostengono, al fine di rendere tali incentivi conformi alle nuove linee guida in materia di aiuti di Stato all'energia e ambiente 2014-2020.

Gli oneri generali del sistema elettrico

"Gli oneri generali di sistema elettrico sono componenti tariffarie il cui gettito, di natura parafiscale, è destinato alla copertura di costi relativi ad attività di interesse generale per il sistema elettrico, previsti in attuazione di disposizioni normative primarie" (cfr. [Documento per la consultazione 255/2016/R/eel dell'AEEGSI \(ora ARERA\) del 24 maggio 2016 "Riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per clienti non domestici nel mercato elettrico - Orientamenti iniziali per l'attuazione delle disposizioni dell'art. 3, comma 2, lettera b\) del D.L. n. 210/2015 convertito in Legge 21/2016"](#)).

A partire dal 2018 (delibere [481/2017/R/eel](#) e [922/2017/R/eel](#)) le [componenti della bolletta](#) che individuano gli oneri generali di sistema sono state così ripartite:

- **Oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione - Asos.** A sua volta, tale componente è ripartita al suo interno in:
 - A_{3^*SOS} a copertura dei costi per il sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP 6/92, con l'esclusione dell'**incentivazione della produzione di energia elettrica ascrivibile a rifiuti non biodegradabili**. Essa - come evidenzia l'[ARERA](#) - corrisponde approssimativamente alla componente [A3](#) applicata fino al 31 dicembre 2017; si differenzia da essa in quanto **sono esclusi gli oneri relativi alla incentivazione della produzione di energia elettrica ascrivibile a rifiuti non biodegradabili**, che invece erano inclusi nella componente tariffaria A3, e che sono confluiti nella componente tariffaria A_{RIM} .
 - A_{ESOS} è la sottocomponente a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione dello sgravio tariffario (applicazione in misura ridotta dell' sottocomponente A_{3^*SOS} .) a favore delle imprese a forte consumo di energia. Corrisponde alla componente tariffaria [AE](#) applicata fino al 31 dicembre 2017.
 - $A_{91/14SOS}$ per la riduzione dell'elemento A_{3^*SOS} ai sensi delle disposizioni di cui al [decreto legge 91/14](#). E' una componente negativa, nel senso che produce un effetto di sconto di complessivi 450 milioni di euro sulle categorie individuate dall'art.23 del DL 91/14 (clienti in media e bassa tensione)

applicato dunque ai punti di prelievo di media tensione e di bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, **che non sono nella titolarità di imprese a forte consumo di energia elettrica**. Gli effetti di riduzione del cd. "spalma incentivi fotovoltaico" di cui alla medesima legge (cfr. infra, il paragrafo "*Gli interventi per diminuire l'onere in bolletta dell'incentivazione alle fonti rinnovabili*") sono in sostanza inclusi in questa componente negativa.

Gli elementi di cui sopra sono calcolati dall'ARERA e, come sopra evidenziato, gli elementi si applicano in maniera differenziata a seconda che l'utente sia incluso tra le imprese a forte consumo di energia elettrica o meno e, nel primo caso, a seconda della classe di agevolazione.

- **Rimanenti oneri generali - ARIM.** Tale componente è a sua volta sottoarticolata nelle seguenti componenti:
 - A_{2RIM} per la copertura dei costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti. Corrisponde alla componente tariffaria [A2](#) applicata fino al 31 dicembre 2017;
 - A_{3RIM} per la copertura dei costi per l'incentivazione della produzione ascrivibile a rifiuti non biodegradabili. Corrisponde alla quota parte della componente [A3](#) applicata fino al 31 dicembre 2017 che non è rientrata nell'elemento A_{3^*SOS} ;
 - A_{4RIM} per la copertura dei costi per la perequazione dei contributi sostitutivi del regime tariffario speciale riconosciuto a RFI (gruppo Ferrovie dello Stato). Corrisponde alla componente tariffaria [A4](#) applicata fino al 31 dicembre 2017;
 - A_{5RIM} per la copertura dei costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale del sistema elettrico. Corrisponde alla componente tariffaria [A5](#) applicata fino al 31 dicembre 2017
 - A_{SRIM} per la copertura degli oneri derivanti dall'adozione di misure di tutela tariffaria per i clienti del settore elettrico in stato di disagio (cd. *bonus* elettrico). Corrisponde alla componente tariffaria [AS](#) applicata fino al 31 dicembre 2017;
 - A_{uc4RIM} per la copertura delle integrazioni alle imprese elettriche minori. Corrisponde alla componente tariffaria [UC4](#) applicata fino al 31 dicembre 2017;
 - A_{uc7RIM} per la copertura degli oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali. Corrisponde alla quota parte della componente [UC7](#) relativa ai suddetti oneri applicata fino al 31 dicembre 2017;
 - A_{SVRIM} per la copertura degli oneri per il finanziamento di interventi a favore dello sviluppo tecnologico e industriale per l'efficienza energetica. Corrisponde alla quota parte della componente [UC7](#) relativa ai suddetti oneri applicata fino al 31 dicembre 2017;
 - A_{mctRIM} per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale. Corrisponde alla componente tariffaria [MCT](#) applicata fino al 31 dicembre 2017.

Gli elementi di cui sopra sono calcolati ed aggiornati dall'Autorità. Tali elementi si applicano in maniera indifferenziata rispetto alle classi di agevolazione delle imprese a forte consumo di energia elettrica, e pertanto la componente A_{RIM} risulta indistinta rispetto alle medesime classi.

Il gettito raccolto dall'applicazione di ciascun elemento delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} è trasferito su appositi Conti di gestione istituiti presso la [Cassa per i servizi energetici e ambientali](#), già Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Fa eccezione la componente A_{SOS} - che, finanziando gli incentivi alle fonti rinnovabili - affluisce per oltre il 90% direttamente al [Gestore dei Servizi Energetici](#) (GSE) e l'elemento A_{SRIM} (che finanzia i soggetti in stato di disagio, cd. *bonus* elettrico), per il quale i distributori versano alla Cassa solo la differenza tra il gettito raccolto e i costi sostenuti per il riconoscimento del *bonus* (se la differenza è negativa, viene riconosciuta al distributore).

L'utilizzo e la gestione di questi fondi è disciplinata dall'**Autorità che aggiorna trimestralmente le aliquote** sulla base del fabbisogno.

All'interno dei servizi di rete vengono applicate anche due ulteriori componenti perequative, le cui modalità di esazione non sono state modificate rispetto a quanto già previsto nel periodo antecedente il 1 gennaio 2018:

- UC3: a copertura degli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei meccanismi di integrazione, espressa in centesimi di euro/kWh.
- UC6: a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio. La UC6 è espressa in centesimi di euro/KW e centesimi di euro/kWh per i domestici, mentre per gli altri utenti è espressa in centesimi di euro/pp e centesimi di euro/kWh.

La nuova ripartizione degli oneri generali di sistema discende dalla [delibera 481/2017/R/eel](#). In considerazione della [decisione europea \(decisione C\(2017\) 3406\) di compatibilità delle misure a favore delle imprese a forte consumo di energia elettrica \(cd. energivori\)](#) con le norme europee in materia di aiuti di Stato, e in vista dell'attuazione della riforma degli oneri generali per i clienti non domestici dal 1 gennaio 2018 (come definito dal D.L. n. 244/2016), la delibera definisce, la struttura tariffaria degli oneri generali, al fine di agevolare l'adozione da parte di tutti i soggetti interessati, in particolare in relazione alle necessarie modifiche dei sistemi informativi degli esercenti la vendita e delle imprese di distribuzione. In particolare la delibera ha stabilito che la struttura degli oneri generali da applicare ai **clienti non domestici** relativa alle componenti A2, A3,A4, A5, As, MCT, UC4 e UC7 preveda

- due raggruppamenti relativi a:
 - "oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione" (A_{SOS});
 - "rimanenti oneri" (A_{RIM});
- che tali raggruppamenti abbiano una forma trinomia, caratterizzata da tre aliquote (come consultato con il documento 255/2016/R/eel):
 - una quota fissa espressa in centesimi di euro per punto di prelievo per anno;
 - una quota potenza espressa in centesimi di euro/kW per anno; ai fini dell'applicazione della quota potenza il riferimento è alla definizione di potenza utilizzata ai fini della determinazione delle tariffe di rete come definita dal Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT), ossia come potenza contrattualmente impegnata ove consentito o, per tutti gli altri casi, come il valore massimo della potenza prelevata nel mese ;
 - una quota variabile espressa in centesimi di euro/kWh;
- che la struttura del raggruppamento "oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione" possa essere differenziata tra clienti energivori e clienti agevolati suddivisi per classi di agevolazioni, come successivamente definite.

La delibera ha previsto, inoltre, che la logica dei due raggruppamenti ("oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione" e "restanti oneri") venga applicata anche alle tariffe **per i clienti domestici**, in esito al graduale percorso di riforma delle tariffe. La delibera stabilisce, comunque, che l'Autorità pubblici, a far data dal 2018, la percentuale di gettito dei raggruppamenti individuati da destinare a ciascun conto di gestione istituito presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali. La struttura definita dalla delibera 481/2017/R/eel è previsto che sia applicata a decorrere dal 1 gennaio 2018.

Dunque, richiamando quanto evidenziato dalla [Corte dei Conti](#), gli interventi **per il settore energetico** risultano in gran parte supportati da **risorse che non costituiscono** propriamente **oneri a carico del bilancio dello Stato, perché effettuati tramite finanziamenti** derivanti da somme, **a carico degli utenti, raccolte attraverso alcune componenti della bolletta elettrica** per la copertura degli "oneri generali di sistema".

Le componenti tariffarie relative agli oneri generali fino al 1 gennaio 2018

Per il settore elettrico, fino al 1 gennaio 2018 le componenti della bolletta elettrica destinate a copertura degli oneri di sistema erano così ripartite:

- **A2** a copertura degli oneri per il *decommissioning* nucleare. Si tratta della componente tariffaria della bolletta elettrica destinata alla copertura dei costi per lo smantellamento delle centrali nucleari dismesse (Latina, Caorso, Trino Vercellese, Garigliano alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, svolte dalla società a totale partecipazione diretta statale Sogin S.p.A. (cfr. articolo 1, comma 1, lett. a) del D.L. n. 25/2003, nonché, per 3,81 milioni di euro annui a decorrere dal 2018, per alimentare le attività in materia di sicurezza nucleare attribuite all'ISIN dal [D.Lgs. n. 137/2017](#).
In base a quanto disposto dalle Leggi Finanziarie 2005 e 2006, una quota degli introiti della componente tariffaria A2 sul prezzo dell'energia elettrica è anche destinata all'entrata del bilancio dello Stato.
- **A3** a copertura degli incentivi alle **fonti rinnovabili** e assimilate. Si tratta della componente tariffaria destinata a coprire la differenza tra i costi sostenuti dal GSE per l'acquisto e l'incentivazione di energia elettrica e la somma dei ricavi derivanti dalla vendita di energia sul mercato elettrico. La componente A3 è la più consistente fra gli oneri di sistema e finanzia sia l'incentivazione del fotovoltaico sia il sistema del Cip6 (cui ormai non è più possibile accedere ma che è vigente per coloro i quali ne avevano titolo), che incentiva le fonti rinnovabili e assimilate (impianti alimentati da combustibili fossili e da combustibili di processo quali scarti di raffineria etc). La componente A3 è stata destinata a finanziare inoltre: lo scambio sul posto, il ritiro dedicato dell'energia elettrica prodotta da impianti a fonti rinnovabili o non rinnovabili sotto i 10 MVA; il ritiro da parte del GSE dei certificati verdi CV invenduti nell'anno precedente (anche tale meccanismo è stato ora sostituito: a partire dal 2016, agli impianti che hanno maturato il diritto ai Certificati Verdi e per i quali non è ancora terminato il periodo incentivante è riconosciuto, per il periodo residuo di incentivazione, un incentivo sulla produzione netta incentivata aggiuntivo ai ricavi conseguenti alla valorizzazione dell'energia); la copertura degli oneri CV per gli impianti assimilati in convenzione CIP 6/92 non cogenerativi; la copertura degli oneri CO2 per gli impianti assimilati in convenzione CIP 6/92; la tariffa omnicomprensiva per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili (*feed-in*). L'incidenza di questi incentivi sulla spesa delle famiglie aumenta con il crescere dei consumi. Nel corso della XVII legislatura, vari interventi sono stati finalizzati a ridurre il peso di tali oneri in bolletta, attraverso la previsione di una rimodulazione degli incentivi (sostenuti attraverso di essi), (cd. D.L. "spalma incentivi" volontario, [D.L. n. 145/2013](#), e D.L. "spalma incentivi" obbligatorio.
- **A4** a copertura delle agevolazioni tariffarie riconosciute per il settore ferroviario. L'agevolazione riguarda nello specifico Rete Ferroviaria Italiana che paga un corrispettivo ridotto per l'energia elettrica ("senza limiti temporali") e non deve pagare gli oneri ad eccezione della MCT.
- **A5** a sostegno alla ricerca di sistema
- **As** a copertura degli oneri per il *bonus* elettrico
- **Ae** destinata a finanziare le agevolazioni alle imprese manifatturiere con elevati consumi di energia elettrica, ai sensi dell'[art. 39 del D.L. n. 83/2012](#) e ss.mod. e integrazioni. Le incentivazioni - concesse sotto forma di sgravi sulle tariffe elettriche - alle imprese manifatturiere energivore sono state oggetto di riforma nella XVII legislatura.
- **UC4** a copertura delle compensazioni per le imprese elettriche minori;
- **UC7** per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali;
- **MCT** a copertura delle compensazioni territoriali agli enti locali che ospitano impianti nucleari.

La Tabella seguente, tratta dal [sito istituzionale dell'ARERA](#), fornisce i dati del gettito 2016 derivante dagli oneri generali di sistema. Da tali dati, si evince che poco meno del 90 percento (l'89,9 percento) di tale gettito è assorbito dalla componente A3 destinata al sostegno alle fonti rinnovabili.

Energia elettrica
Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2016

M€			
COMPONENTE	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE	
A ₂	Oneri per il finanziamento delle attività nucleari residue	563	
A₃	Fonti rinnovabili e assimilate	14.259	
A ₄	Regimi tariffari speciali ferrovie	243	
A ₅	Finanziamento della ricerca	55	
A _S	Bonus sociale	34	
A _E	Agevolazioni imprese energivore	0	
UC ₄	Imprese elettriche minori	65	
MCT	Misure di compensazione territoriale	47	
UC ₇	Efficienza energetica negli usi finali	594	
TOTALE		15.860	

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati della CSEA. Dati in milioni di euro

La riforma degli incentivi a favore delle imprese “energivore” e dei relativi oneri generali del sistema elettrico

Il previgente sistema di agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica ("imprese energivore") era stato introdotto in attuazione dell'[articolo 39 del D.L. n. 83/2012](#), in applicazione dell'[articolo 17 della Direttiva 2003/96/UE](#). I requisiti per individuare le imprese energivore erano stati poi definiti con il **decreto 5 aprile 2013** del Ministro dell'Economia e delle Finanze, di concerto con il Ministro dello Sviluppo Economico, in attuazione di quanto previsto dalla menzionata normativa. Le modalità attuative erano state definite dall'AEEGSI, ora **ARERA (Autorità di regolazione per l'energia reti e ambiente)**, a seguito degli atti di indirizzo del Ministro dello Sviluppo Economico, con proprie **deliberazioni** (Cfr. Del. 340/2013/R/eel, Del. 437/2013/R/eel e 467/2013/R/eel).

Il sistema si basava su "sconti" a consuntivo sulle componenti A degli oneri generali di sistema applicati alle imprese operanti nel settore manifatturiero (secondo la classificazione ATECO), in modo crescente al crescere del rapporto tra il costo dell'energia ed il fatturato (intensità elettrica su fatturato): più consumi, meno paghi.

Il sistema di agevolazioni veniva finanziato (nel senso che gli sconti agli energivori venivano compensati), tramite una apposita **componente tariffaria, denominata Ae**, applicata **dal 1° gennaio 2014 a tutte le utenze domestiche e alle utenze non domestiche nella titolarità di imprese non energivore**. **L'onere delle misure di agevolazione per le imprese energivore era pertanto gravante** su tutti i segmenti di clientela, **inclusa la clientela domestica**. L'onere derivanti dalle agevolazioni agli energivori costituiva e costituisce, anche nel nuovo assetto, una quota parte degli oneri generali del sistema elettrico.

A seguito della notifica alla Commissione europea, da parte del Governo italiano in data 17 aprile 2014, delle misure istitutive delle agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica, si è instaurato un procedimento di verifica della compatibilità di tali misure con la **Disciplina europea in materia di aiuti di Stato nei settori dell'energia e dell'ambiente** (Comunicazione della Commissione europea 2014/C 200/01). Tale disciplina ha previsto, tra l'altro, che gli Stati membri presentassero un "**piano di adeguamento**" per la transizione dal sistema nazionale vigente alla data del 1° luglio 2014 (data di entrata in vigore della nuova disciplina europea in materia di aiuti di Stato) a un nuovo sistema conforme ai requisiti previsti dalla medesima Disciplina. Oggetto dell'analisi della Commissione **sono state dunque le agevolazioni e il Piano di adeguamento** contestualmente presentato dal Governo italiano.

In tale contesto, la **Commissione è giunta alle seguenti conclusioni**:

- le agevolazioni agli energivori, per come strutturate, rappresentavano un **aiuto di Stato** in quanto comportavano un vantaggio selettivo nei confronti solo di determinate imprese, limitate nel numero, con specifici livelli di consumi e operanti in determinati settori (quali quello manifatturiero);
- inoltre, la degressività del sistema non corrispondeva ad un principio di ordinaria tassazione **non rappresentando una caratteristica tipica delle tariffe di trasmissione**; posto l'utilizzo di risorse statali, in quanto una risorsa può definirsi statale non solo quando avviene un trasferimento a livello di

bilancio pubblico, ma anche quando tali risorse rimangono sotto il controllo pubblico, e ciò avveniva nel caso di specie, dal momento che le componenti tariffarie *ex lege* venivano imposte sui consumatori finali e trasferite in conti gestiti da organismi pubblici, quali la Cassa e il GSE, le misure erano in grado di avere un effetto distorsivo sulla concorrenza;

- inoltre, la **Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020**, di cui alla **Comunicazione 2014/C 200/01** (Linee guida, sezioni 3.7.2 e 3.7.3), **prevede che gli Stati membri possano adottare misure di agevolazione per le imprese energivore** sotto forma di riduzione dei costi associati **esclusivamente al finanziamento della produzione di energia da fonti rinnovabili** e nel rispetto di determinate condizioni (indicate al paragrafo 3.7.2);
- per tali ragioni, **le agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica** - ha concluso la Commissione - **dovevano essere limitate agli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e della cogenerazione**, con l'esclusione degli oneri relativi alla frazione non bio-degradabile nel caso di utilizzo di rifiuti per la cogenerazione.

Sulla base e all'esito della Decisione della Commissione UE, la **legge europea 2017, legge n. 167/2017**, all'**articolo 19**, comma 2-5, ha definito i **criteri e principi per la definizione delle nuove agevolazioni** alle "imprese energivore", al fine di renderli conformi alla disciplina europea sugli aiuti di Stato, demandando ad uno o più decreti ministeriali, da adottare entro l'11 gennaio 2018 (trenta giorni dalla data di entrata in vigore della legge europea), sentita l'ARERA, **previo parere obbligatorio delle competenti Commissioni parlamentari**:

- la delimitazione delle imprese "energivore" e delle relative agevolazioni di cui all'[articolo 39, comma 3, del D.L. n. 83/2012](#);
- i criteri e modalità con cui l'AEEGSI provvede all'attuazione delle nuove misure;
- le modalità di applicazione della clausola sul valore aggiunto lordo (VAL) per l'impresa di cui ai punti 189 e 190 della **Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020** ("Linee Guida", Disc. 28 giugno 2014, n. 2014/C200/01).

La novità principale della riforma è l'utilizzo di una possibilità prevista dall'Unione europea: **l'applicazione della clausola sul valore aggiunto lordo (Val) per le imprese che hanno un costo dell'energia pari ad almeno il 20% dello stesso Val**. Queste imprese potranno **ridurre il proprio contributo per le rinnovabili fino allo 0,5% del Val**, rendendo questo onere esclusivamente funzione del proprio risultato aziendale (fatto salvo la contribuzione minima richiesta dalle regole Ue).

Sulla base delle previsioni contenute nella legge europea, è stato adottato il [Decreto del Ministro dello sviluppo economico del 21 dicembre 2017](#).

La riforma delle agevolazioni tariffarie per le imprese manifatturiere energivore deve essere considerata in stretta relazione con il **nuovo sistema di tariffe per gli oneri di sistema applicata ai clienti non domestici** (cioè per i clienti in alta ed altissima tensione) in vigore dal 1° gennaio 2018. Il nuovo sistema tariffario per i clienti non domestici non prevede più l'effetto degressivo presente nel previgente sistema, ai sensi di quanto previsto dal [D.L. n. 210/2015](#) (articolo 3, comma 2, lett. b)), come novellato dal [D.L. n. 244/2016](#) (articolo 6, comma 9), in conformità alle osservazioni formulate dalla Commissione europea nella citata Decisione C(2017)3406.

La nuova disciplina di sostegno agli "energivori" adottata con il D.M. 21 dicembre 2017, in sostanza, consente alle grandi imprese consumatrici di energia elettrica (clienti in alta e altissima tensione) di fronteggiare l'aumento degli oneri decorrente dal 1° gennaio 2018, a seguito dell'entrata in vigore della riforma tariffaria sopra descritta. Come detto, infatti, viene meno la riduzione implicita assicurata dalla struttura a scaglioni prevista della precedente tariffa degressiva.

Pertanto, al fine di bilanciare gli effetti della riforma, il D.M. 21 dicembre 2017 prevede la **decorrenza della riforma delle agevolazioni per le imprese energivore dal 1° gennaio 2018**, opportunamente, secondo la valutazione dell'ARERA espressa nel parere positivo sul provvedimento, **alla stessa data di entrata in vigore della nuova struttura tariffaria degli oneri sistema** per i clienti non domestici.

Vista la stretta correlazione tra le due riforme in atto, la relazione illustrativa al decreto ministeriale ne espone

un'analisi degli effetti sui clienti energivori e su quelli non energivori, specificamente sugli utenti domestici, posto anche l'ulteriore processo di riforma delle tariffe elettriche che li riguarda (cfr. paragrafo 6 della Relazione e, *infra*, l'Approfondimento sulla riforma delle tariffe elettriche per gli utenti domestici).

La relazione afferma che il totale delle **riduzioni tariffarie previgenti** a favore delle **imprese energivore** è di circa **1.000 ML€ all'anno**. Le **nuove riduzioni tariffarie** approvate dalla Commissione europea, dettagliate nell'articolo 4 del D.M. 21 dicembre 2017, sono state stimate nell'ordine dei **1.700 ML€**.

Mentre, il settore non domestico sarà interessato dall'effetto combinato della riforma tariffaria e dall'effetto derivante dalla redistribuzione delle agevolazioni per gli energivori, con un **aggravio complessivo stimabile in circa 450 ML€** Il **settore domestico** sarà interessato solo da tale ultimo aspetto, con un **aggravio complessivo stimabile in circa 250 ML€**

Ciò anche alla luce del [rinvio da parte dell'ARERA](#), sollecitato in sede parlamentare e condiviso dal Governo, dell'ultimo *step* della riforma delle tariffe elettriche per i clienti domestici. Si rinvia, più diffusamente sul punto alla Segnalazione dell'AEEGSI (ora ARERA) a Governo e Parlamento **Segnalazione733/2017//EEL** del 2 novembre 2017.

L'AEEGSI, nella citata segnalazione, ha espresso l'opportunità di allineare, nella tempistica di adozione, la nuova struttura della tariffa elettrica per i clienti domestici con la riforma della disciplina del *bonus* sociale elettrico e gas prevista dall'articolo 4 agosto 2017, n. 124, all'articolo 1, commi 75 e 76. A parere dell'Autorità sarebbe infatti necessario che le misure integrative del *bonus* siano coerenti con particolare riferimento all'ultimo step relativo alla specifica struttura delle componenti tariffarie domestiche a copertura degli oneri generali di sistema. Si segnala in proposito che il decreto ministeriale concernente la riforma del *bonus* elettrico non è stato ancora adottato.

Con riferimento agli **utenti domestici**, si ricorda peraltro che l'articolo 19, comma 1, della legge europea 2017, [legge n. 167/2017](#), introduce un principio volto al contenimento degli oneri generali di sistema a sostegno delle fonti rinnovabili (componente A3) che sono dagli stessi clienti domestici sostenuti in bolletta. In particolare il citato comma 1 dispone che le risorse derivanti dal minor fabbisogno economico relativo alla componente A3 per gli anni 2018, 2019 e 2020 rispetto all'anno 2016 siano destinate, dal 1° gennaio 2018 e nella misura minima del 50 per cento, alla riduzione diretta delle tariffe elettriche degli utenti che sostengono gli oneri connessi all'attuazione della riforma delle misure di sostegno agli energivori, di cui all'articolo 19, commi 2 e seguenti della legge europea.

Si rinvia, per un esame più approfondito della materia al Dossier relativo all'A.G. 483 "[Disposizioni in materia di riduzioni delle tariffe a copertura degli oneri generali di sistema per le imprese energivore](#)".

Gli interventi per diminuire l'onere in bolletta di incentivazione alle fonti energetiche rinnovabili

Negli ultimi anni, in coerenza con la **Strategia energetica nazionale**, sono stati approvati alcuni provvedimenti mirati a ridurre i costi dell'energia, e in particolare le cosiddette norme "spalma-incentivi", che puntano a **diminuire l'onere annuo dell'incentivazione** delle fonti rinnovabili che si scarica sulla componente A3.

Dapprima, con il [D.L. 145/2013](#)(articolo 1, commi 3-6), c.d. **Destinazione Italia** è stato previsto il cosiddetto "**spalma-incentivi volontario**" con il quale si è proposto ai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili titolari di impianti che beneficiano di Certificati Verdi, Tariffe Onnicomprensive e tariffe premio, un'**alternativa** tra continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo di diritto residuo oppure optare per la fruizione di un incentivo ridotto a fronte di una proroga del periodo di incentivazione.

Successivamente, con il [D.L. 91/2014](#), **articolo 26**, è stato introdotto il cosiddetto "**spalma-incentivi obbligatorio**", che introduce nuove modalità di erogazione degli incentivi a carico delle tariffe elettriche già riconosciuti all'energia prodotta dai **grossi impianti fotovoltaici** (di potenza incentivata superiore a 200KW), lasciando ai produttori la scelta tra tre opzioni.

Con riferimento al cd. *spalma* incentivi obbligatorio, la **Corte Costituzionale** con **sentenza n. 16 del 7 dicembre 2016- 24 gennaio 2017** ha dichiarato non fondata la questione di legittimità costituzionale dell'art. 26, commi 2 e 3, del [decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91](#) (disciplina del cd. *spalma* incentivi obbligatorio).

Secondo la Corte Costituzionale, l'intervento del legislatore del 2014 ha operato in un contesto congiunturale nel quale - a fronte della remuneratività delle tariffe incentivanti per l'energia solare prodotta da fonte fotovoltaica, rivelatasi progressivamente più accentuata, sia rispetto anche ai costi di produzione (in ragione del repentino sviluppo tecnologico del settore), sia rispetto al quadro complessivo europeo - era venuto specularmente in rilievo

il crescente peso economico di tali incentivi sui consumatori finali di energia elettrica (in particolare sulle piccole e medie imprese costituenti il tessuto produttivo nazionale). Il legislatore è pertanto intervenuto, con logica perequativa, al dichiarato fine di «**favorire una migliore sostenibilità nella politica di supporto alle energie rinnovabili**» ([art. 26 D.L. n. 91 del 2014](#)) e di «pervenire ad una più equa distribuzione degli oneri tariffari fra le diverse categorie di consumatori elettrici», **prevedendo a tal proposito che i minori oneri per l'utenza derivanti dalla rimodulazione degli incentivi per gli impianti fotovoltaici siano «destinati alla riduzione delle tariffe elettriche dei clienti di energia elettrica in media tensione e di quelli in bassa tensione [...]»** ([art. 23 D.L. 91/2014](#)).

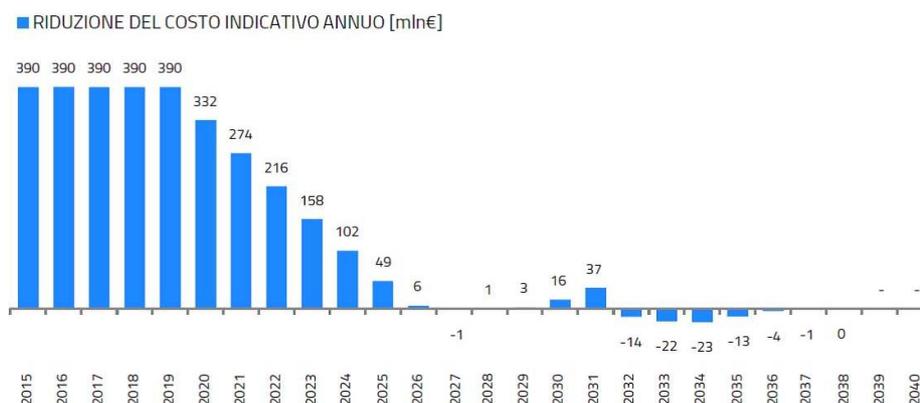
E', dunque, quello contenuto nel [D.L. n. 91/2014](#) un intervento che risponde ad un interesse pubblico, in termini di equo bilanciamento degli opposti interessi in gioco, volto a coniugare la politica di supporto alla produzione di energia da fonte rinnovabile con la maggiore sostenibilità dei costi correlativi a carico degli utenti finali dell'energia elettrica.

Il cd. "spalma incentivi obbligatorio" interviene sulle tariffe incentivanti già godute, in quanto, dalla metà dell'anno 2013, si sono esauriti i fondi del Quinto Conto Energia per l'incentivazione del fotovoltaico, essendo stata raggiunta la soglia annua dei 6,7 miliardi di euro.

In particolare, a seguito della pubblicazione del D.M. MiSE del 17 ottobre 2014, come previsto all'articolo 26, comma 3 del D.L. 91/2014, gli operatori hanno dovuto optare per una delle tre opzioni di rimodulazione proposte, con effetto dal 2015. L'opzione A ha previsto il prolungamento dell'incentivazione fino a 24 anni, a fronte di una riduzione dell'incentivo annuo tra il 17% e il 25%; l'opzione B, a parità di periodo residuo di incentivazione, ha previsto la riduzione dell'incentivo in un primo periodo di fruizione (tra il 10% e il 26%) e un secondo periodo di incremento in egual misura; l'opzione C ha previsto invece, a parità di periodo residuo di incentivazione, un taglio dell'incentivo (tra il 6% e l'8%) in funzione della classe di potenza.

Per ciò che attiene agli effetti del cd. "**spalma incentivi obbligatorio**" il GSE, nel [Rapporto sull'attività svolta nel corso del 2017](#) stima che, complessivamente, l'insieme delle adesioni alle opzioni di rimodulazione ha determinato una **riduzione del costo indicativo annuo nel 2017 pari a circa 390 mln€** rispetto ad uno scenario senza applicazione dello spalmaincentivi.

Assumendo invariante nel tempo la producibilità degli impianti e considerando invariante nel tempo il prezzo dell'energia, il GSE ha tracciato uno scenario evolutivo della entità della riduzione dell'onere annuo associato alla rimodulazione degli incentivi.



Fonte: GSE

Ulteriori interventi che incidono sull'onere di incentivazione

Alcuni più recenti interventi sono invece **suscettibili di determinare un aumento degli oneri** della componente A3. La **legge di stabilità 2016** ([legge n. 208/2015](#)), come modificata da ultimo dalla legge di bilancio 2018 (Legge n. 205/2017, articolo 1, comma 588), **riconosce** alla produzione di **energia elettrica di impianti alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi sostenibili**, che hanno cessato al 1° gennaio 2018, o cessano entro il 31 dicembre 2016, di beneficiare di incentivi sull'energia prodotta - in alternativa all'integrazione dei ricavi prevista dall'articolo 24, comma 8 del D.Lgs. n. 28/2011 a favore degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti

rinnovabili eserciti in assenza di incentivi - **un diritto a fruire fino al 31 dicembre 2021 o per cinque anni dal rientro in esercizio degli impianti** stessi di **un incentivo all'energia prodotta**.

L'incentivo è pari all'80% degli incentivi di cui all'articolo 19, comma 1, primo capoverso, del [D.M 6 luglio 2012](#), cioè conteggiato secondo le modalità di calcolo per l'importo degli incentivi per gli impianti già esistenti a fonti rinnovabili che - avendo maturato il diritto a fruire dei certificati verdi – sono beneficiari per il residuo periodo successivo al 2015 di un incentivo sulla produzione netta incentivata. L'erogazione dell'incentivo (da parte del GSE) è **subordinata** alla **decisione** favorevole della **Commissione europea** in esito alla notifica del regime di aiuto.

Entro il **31 dicembre 2018**, i produttori interessati devono fornire al MISE gli **elementi per la notifica** alla Commissione UE del regime di aiuto ai fini della verifica con la disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020 (Comunicazione 2014/C 200/01) (commi 149-151 dell'articolo 1).