

**MEMORIA 3 LUGLIO 2014**

**322/2014/I/EEL**

**CONVERSIONE IN LEGGE DEL DECRETO-LEGGE 24 GIUGNO 2014, N° 91, RECANTE “DISPOSIZIONI URGENTI PER IL SETTORE AGRICOLO, LA TUTELA AMBIENTALE E L’EFFICIENTAMENTO ENERGETICO DELL’EDILIZIA SCOLASTICA E UNIVERSITARIA, IL RILANCIO E LO SVILUPPO DELLE IMPRESE, IL CONTENIMENTO DEI COSTI GRAVANTI SULLE TARIFFE ELETTRICHE, NONCHE’ PER LA DEFINIZIONE IMMEDIATA DI ADEMPIMENTI DERIVANTI DALLA NORMATIVA EUROPEA” (AS 1541)**

Memoria per l’audizione presso le commissioni riunite 10<sup>a</sup> e 13<sup>a</sup> del Senato

Roma, 3 luglio 2014

*Signor Presidente, Gentili Senatrici e Senatori,*

*desidero ringraziare la 10<sup>a</sup> e la 13<sup>a</sup> Commissione del Senato per aver voluto invitare in audizione l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, anche a nome dei miei Colleghi Alberto Biancardi, Luigi Carbone, Rocco Colicchio e Valeria Termini, in merito all'esame del Decreto Legge n.91/2014 "Disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea" (Decreto c.d. "Competitività") per la sua conversione in legge.*

*Nella presente memoria questa Autorità si sofferma sulle disposizioni del decreto legge che attengono alle materie ricomprese nelle proprie competenze e, segnatamente, su quanto disposto nei seguenti articoli:*

- a) articolo 23, in tema di riduzione delle bollette elettriche per i clienti allacciati a reti in media e bassa tensione;*
- b) articolo 24, in tema di esenzioni e oneri del sistema elettrico per reti interne e sistemi efficienti di produzione e consumo;*
- c) articolo 25, in tema di modalità di copertura dei costi del GSE;*
- d) articolo 26, in tema di tariffe incentivanti per l'elettricità prodotta da impianti fotovoltaici;*
- e) articolo 27, in tema di eliminazione sconto dipendenti previsto dal CCNL del settore elettrico;*
- f) articolo 28, in tema di riduzione dei costi per le isole minori non interconnesse;*
- g) articolo 29, in tema di rimodulazione della tariffa per le Ferrovie dello stato;*
- h) articolo 30, in tema di semplificazione amministrativa e di regolazione a favore di interventi di efficienza energetica e impianti a fonti rinnovabili.*

*Con questa audizione, l'Autorità intende offrire un contributo ai lavori della 10<sup>a</sup> e della 13<sup>a</sup> Commissione, dando contestualmente la piena disponibilità a fornire ulteriori integrazioni alle considerazioni che mi accingo ad esporre succintamente, sia in forma scritta, sia rispondendo direttamente ad eventuali domande e richieste di chiarimenti che Vorrete avanzare.*

**IL PRESIDENTE**

*Guido Bortoni*

Roma, 3 luglio 2014

Il decreto-legge 24 giugno 2014 n. 91 (di seguito: il DL) contiene 35 articoli, relativi a diversi settori caratterizzanti l'economia italiana.

Nella memoria questa Autorità intende soffermarsi sulle disposizioni degli articoli concernenti unicamente le tematiche che rientrano tra le proprie competenze *ex lege* o assegnate dal DL e, in particolare, sugli articoli da 23 a 30 in materia di:

- a) Riduzione delle bollette elettriche a favore dei clienti forniti in media e bassa tensione (art. 23)
- b) Disposizioni in materia di esenzione da corrispettivi e oneri del sistema elettrico per reti interne e sistemi efficienti di produzione e consumo (art. 24)
- c) Modalità di copertura di oneri sostenuti dal Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A. (art. 25)
- d) Interventi sulle tariffe incentivanti dell'elettricità prodotta da impianti fotovoltaici (art. 26)
- e) Rimodulazione del sistema tariffario dei dipendenti del settore elettrico (art. 27)
- f) Riduzione dei costi del sistema elettrico per le isole minori non interconnesse (art. 28)
- g) Rimodulazione del sistema tariffario elettrico delle Ferrovie dello Stato (art. 29)
- h) Semplificazione amministrativa e di regolazione a favore di interventi di efficienza energetica e impianti a fonti rinnovabili (art. 30).

In generale, preme qui evidenziare che gli interventi sopra richiamati perseguono l'apprezzabile intento di **ridurre le bollette elettriche, in particolare delle imprese medio-piccole**, muovendosi nella giusta direzione: *ridurre* gli oneri, non già *redistribuirli* tra tipologie di clienti finali. E' infatti un'esigenza prioritaria quella di attuare un ampio processo di revisione della spesa energetica nella parte parafiscale, poiché il costo dell'energia è un importante fattore di competitività del Paese, nonché una delle principali voci del bilancio delle imprese.

Questa Autorità già nel passato ha segnalato<sup>1</sup> al Parlamento e al Governo l'opportunità di adottare misure volte a ridurre strutturalmente il valore assoluto degli oneri derivanti dall'incentivazione della generazione elettrica da fonti rinnovabili (i quali costituiscono la parte preponderante del valore complessivo degli oneri generali) avanzando specifiche proposte in tal senso. Gli oneri parafiscali sono lievitati nel corso degli anni, vanificando in buona parte le significative riduzioni di prezzo faticosamente conseguite nel mercato all'ingrosso, grazie anche alle riforme regolatorie pro-concorrenziali.

Il DL individua in via prioritaria i beneficiari delle diminuzioni parafiscali, garantendo l'invarianza di contribuzione per altri consumatori.

Ciò premesso, riteniamo utile suggerire l'adozione di alcuni miglioramenti, se si vuole conseguire l'obiettivo di un'effettiva riduzione del costo dell'energia in tempi certi. Tali considerazioni verranno

---

<sup>1</sup> Es: Memoria 13 gennaio 2014, n.1/2014/I/com sul DDL "Conversione in legge del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, recante interventi urgenti di avvio del piano 'Destinazione Italia',....", pag. 9.

sostanziate nella trattazione delle singole tematiche sviluppate sinteticamente nei paragrafi successivi rubricate da a) ad h), come in premessa, e integrate da ulteriori osservazioni finali.

**a) Riduzione delle bollette elettriche a favore dei clienti forniti in media e bassa tensione (art. 23)**

L'articolo 23 del DL individua i beneficiari delle misure contenute nei successivi articoli (da 24 a 30) e di quanto già definito con il DL 145/2013 (articolo 1, "spalma incentivi volontario") con riferimento alle riduzioni tariffarie degli oneri generali (in particolare A3, UC4, e A2). Al riguardo l'Autorità rileva due punti di attenzione.

In primo luogo si osserva l'ampiezza della platea dei beneficiari - utenze connesse in media e parte di quelle in bassa tensione - determinando in tal modo un ambito di applicazione che interessa circa quasi un milione di utenze elettriche (oltre 100.000 quelle in media tensione e oltre 860.000 quelle in bassa tensione) per consumi complessivi che si attestano a oltre 140 TWh, e che rappresentano oltre il 50% dei prelievi di energia elettrica da parte di clienti finali nel Paese. Di questi 140 TWh, al momento circa 26 TWh risultano prelevati da imprese a forte consumo di energia connesse in media tensione<sup>2</sup>. Considerando un simile ambito di applicazione, le misure di riduzione degli oneri generali per la platea interessata rischiano di comportare un beneficio individuale piuttosto esiguo: si consideri che la spesa dell'energia (inclusi gli oneri generali di sistema) per la platea individuata dall'art.23 è stimabile nell'ordine di 20 miliardi di euro (avendo già escluso le imprese in media tensione attualmente registrate come imprese energivore).

Relativamente al comma 1 dell'articolo 23 si precisa, tuttavia, che il riferimento alla soglia di potenza dovrebbe essere relativo alla "**potenza disponibile superiore a 16,5 kW**" e non alla "*impegnata non inferiore a 16,5 kW*" per una duplice ragione: da una parte rendere i raggruppamenti dei clienti coerenti con le vigenti classi tariffarie della distribuzione, evitando interventi che inducano ingiustificati consistenti costi di modifica dei sistemi di fatturazione degli operatori elettrici e conseguenti lunghi tempi di implementazione; dall'altra stabilizzare la definizione dell'ambito dal momento che se restasse il riferimento alla potenza "impegnata", la platea delle utenze ammesse alla rimodulazione varierebbe di mese in mese in funzione del variare dell'effettivo prelievo di potenza che per gran parte di questi clienti viene rilevato su base mensile, potendo scendere anche sotto la soglia dei 16,5 kW in alcuni mesi<sup>3</sup>.

In secondo luogo, è assolutamente condivisibile escludere dalla platea dei beneficiari delle misure di rimodulazione del presente DL i soggetti che già godono delle agevolazioni in materia di oneri

---

<sup>2</sup> Tali valori si riferiscono ai dati disponibili relativi al 2012, mentre i dati relativi al 2013 dovranno essere forniti dalle imprese, ai fini della determinazione esatta della rimodulazione, entro il mese di ottobre di quest'anno.

<sup>3</sup> Si precisa che le stime quantitative sopra riportate fanno riferimento ai clienti con potenza disponibile superiore a 16 kW.

generali di sistema di cui all'articolo 39 del decreto-legge 22 giugno, n. 83, ossia delle cosiddette misure per gli energivori. Occorre, tuttavia, tenere presente che il perimetro delle imprese energivore destinatarie di agevolazioni potrebbe ridursi in relazione alle possibili modifiche alle misure per gli energivori che dovranno essere prossimamente introdotte in considerazione di quanto previsto dalle Linee Guida della Commissione Europea in materia di aiuti di stato (in vigore dal 1 luglio 2014). In tal caso, gli effetti del presente DL interesserebbero una platea ancora più vasta, riducendo ulteriormente l'efficacia delle misure previste a parità di effetto complessivo di riduzione degli oneri.

Da ultimo si rileva che è necessario **rendere le altre scadenze del DL coerenti con quelle previste per l'attuazione dell'articolo**, per cui l'Autorità adotta i provvedimenti necessari *“entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto-legge”*, eliminando dall'articolo 28 il riferimento all'adozione dei provvedimenti per la revisione dei sistemi elettrici integrati *“entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto”*, **fermo restando quanto in seguito segnalato in relazione ai contenuti del medesimo articolo.**

**b) Disposizioni in materia di esenzione da corrispettivi e oneri del sistema elettrico per reti interne e sistemi efficienti di produzione e consumo (art 24)**

L'articolo 24 del DL integra la legge n. 99/09 e il decreto legislativo n. 115/08 in merito all'applicazione degli oneri di trasmissione e distribuzione e degli oneri generali di sistema con riferimento alle reti interne di utenza (RIU), ai sistemi efficienti di utenza (SEU) e ai sistemi esistenti equiparati ai sistemi efficienti di utenza (SESEU).

In particolare, l'articolo prevede che le componenti fisse di tali oneri vengano applicate alla potenza impegnata sul punto di connessione e che le componenti variabili siano applicate:

- a) nel caso dei SEU, dei SESEU e delle RIU, all'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica in misura pari al 100% del loro valore unitario e all'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete pubblica in misura pari al 5% del loro valore unitario totale. Nel caso di sistemi che entrano in esercizio dopo il 31 dicembre 2014, la quota del 5% potrebbe essere modificata a partire dal 2016.
- b) in tutti gli altri casi, ivi inclusi i sistemi di autoproduzione e le reti private diverse dalle RIU, al totale dell'energia elettrica consumata in misura pari al 100% del loro valore unitario. Ad esempio, rientrano in questi altri casi i sistemi di autoproduzione senza fonti rinnovabili né cogenerazione ad alto rendimento non ricompresi tra i SESEU perché l'iter autorizzativo è iniziato dopo il 4 luglio 2008.

Si condivide quanto riassunto alla lettera b) e già previsto dalla legge n. 99/09. In relazione alla lettera a), nel caso di sistemi SEU che entrano in esercizio dopo il 31 dicembre 2014, si ritiene necessario prevedere, fin da ora, i criteri secondo cui verrà aggiornata la quota di applicazione degli oneri generali di sistema al fine di garantire sicurezza e stabilità per gli investitori. Eventualmente, si potrebbe anche valutare l'opportunità di prevedere, per i sistemi non ancora in esercizio, una quota fin da subito più elevata rispetto a quella definita per i sistemi SEU già in esercizio.

L'effetto dell'articolo dovrebbe essere un maggiore onere complessivo in capo ai gestori di SEU, SEESEU e RIU, che si stima essere pari a circa 70 milioni di euro annui (60 per SEU e SEESEU e 10 per le RIU). Occorre rilevare che tale misura comporta una diversa modalità allocativa di una parte degli oneri generali di sistema che rimangono identici nel loro totale complessivo. Ciò significa che gli oneri generali di sistema complessivi saranno sostenuti in misura maggiore (+70 milioni), rispetto alla normativa previgente, dai SEU, SEESEU e RIU e in equivalente misura minore dalle PMI.

Tale misura, nell'ipotesi di parità dei consumi finali totali, contribuisce all'aumento della base imponibile a cui applicare gli oneri generali di sistema (e quindi alla riduzione dei valori unitari). Tuttavia la sua implementazione è particolarmente complessa e richiede tempi lunghi, con costi che potrebbero risultare rilevanti rispetto agli effetti sopra richiamati, almeno finché il valore unitario degli oneri generali di sistema applicato all'energia elettrica autoconsumata *in situ* è pari al solo 5% del totale. Infatti il sistema elettrico attualmente rileva ed utilizza come unici dati di riferimento quelli relativi all'energia elettrica prelevata da rete pubblica (e non anche quelli relativi all'energia elettrica consumata in sito)<sup>4</sup>. L'applicazione degli oneri generali di sistema all'energia elettrica consumata, per tutte le configurazioni, richiederebbe la completa innovazione dei flussi informativi su cui si fonda il funzionamento del sistema elettrico e dei sistemi di fatturazione, aggiungendo diverse complessità<sup>5</sup>.

Si evidenzia altresì che le definizioni oggi vigenti (ivi incluse quelle di SEU, SEESEU e RIU) se da un lato servono per identificare quali realtà "private" possono essere realizzate in presenza di un

---

<sup>4</sup> Questo è il motivo per cui, con la deliberazione 578/2013/R/eel, l'Autorità ha previsto che, nei casi di sistemi semplici di produzione e consumo diversi dai SEU e dai SEESEU, si regoli direttamente con Cassa Conguaglio per il settore elettrico (e non per il tramite delle imprese distributrici e delle società di vendita) la differenza tra il totale derivante dall'applicazione degli oneri generali di sistema ai consumi e il totale derivante dall'applicazione degli oneri generali di sistema ai prelievi di energia elettrica. Naturalmente un simile approccio è sostenibile se le configurazioni per cui gli oneri generali di sistema si applicano ai consumi sono poco numerose.

<sup>5</sup> Dovrebbero infatti essere definiti, in tutti i casi, appositi algoritmi finalizzati a calcolare la quantità di energia elettrica consumata a partire dai dati di misura dell'energia elettrica immessa, prodotta e prelevata, oppure dovrebbe essere misurata l'energia elettrica consumata installando appositi misuratori ove possibile. In più si dovrebbe utilizzare l'energia elettrica prelevata ai fini dell'applicazione dei corrispettivi di trasporto, e contestualmente si dovrebbe utilizzare anche l'energia elettrica consumata ai fini dell'applicazione degli oneri generali di sistema, raddoppiando i dati di misura complessivamente necessari ai fini delle fatturazioni.<sup>6</sup> Quest'ultimo provvedimento è stato impugnato dall'associazione delle imprese elettriche minori. Il contenzioso, che è tuttora in corso, si è concentrato sulle norme volte alla liberalizzazione dell'attività di vendita di energia elettrica sulle reti non interconnesse.

regime concessorio per l'esercizio delle attività di trasmissione e di distribuzione, dall'altro sono funzionali all'applicazione degli oneri generali di sistema e i relativi esoneri.

Una più generale revisione e razionalizzazione delle modalità di applicazione degli oneri generali di sistema, che indubbiamente richiede maggiori approfondimenti, potrebbe quindi consentire una conseguente razionalizzazione e semplificazione delle definizioni dei sistemi e delle reti private realizzabili o già realizzate.

Nelle more di un'auspicata più ampia revisione, alternative di più semplice implementazione delle finalità del presente articolo potrebbero consistere, per le tipologie di sistemi e/o reti in esame, nel prevedere maggiorazioni delle parti fisse dei corrispettivi posti a copertura degli oneri generali di sistema, di effetto stimato equivalente a quanto previsto dal DL (tenendo altresì conto delle considerazioni sopra esposte in merito alla quota di applicazione degli oneri generali di sistema), come peraltro indicato al comma 6 dello stesso articolo 24 seppure per il solo periodo transitorio iniziale (del 2015).

L'Autorità ritiene quindi preferibile **prevedere, per garantire maggiore semplicità, che la soluzione indicata dal DL per il periodo transitorio 2015 sia adottata anche a regime**, almeno fino a che la maggiore applicazione degli oneri generali di sistema ai SEU, SEESEU e RIU rimarrà di entità limitata quale quella prevista dal DL.

**c) Modalità di copertura di oneri sostenuti dal Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A. (art. 25)**

L'articolo 25 del DL definisce, secondo un corretto principio di attribuzione dei costi, che gli oneri per lo svolgimento dell'attività del Gestore dei servizi energetici (GSE) relativi ai meccanismi di incentivazione e sostegno alle imprese in materia di fonti rinnovabili ed efficienza energetica non ricadano più sull'onere generale A3 in capo ai consumatori, imprese e famiglie, ma siano posti a carico dei beneficiari dell'attività del GSE. Il medesimo articolo prevede altresì che l'Autorità, ove necessario, provveda ad eventuali compensazioni.

Gli oneri sostenuti dal GSE e non già allocati ai soggetti beneficiari dei suoi servizi, con riferimento all'anno 2013, ammontano a 19 milioni di euro. La parte preponderante è già allocata ai predetti soggetti beneficiari sulla base di corrispettivi unitari definiti con decreti dei Ministri competenti.

Si ritiene opportuno specificare che la **definizione dei corrispettivi**, da approvare con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico previa proposta del GSE, e **la compensazione** eventualmente disposta dall'Autorità, **dovrebbero essere riconosciuti solo se ancorati a criteri di efficienza**.

**d) Interventi sulle tariffe incentivanti dell'elettricità prodotta da impianti fotovoltaici (art. 26)**

L'articolo 26 si colloca nell'ambito di un percorso già avviato dal decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, successivamente convertito in legge, che ha previsto la rimodulazione volontaria degli incentivi alla produzione di energia elettrica rinnovabile che consente di redistribuire nel tempo una parte degli oneri economici connessi ai meccanismi di incentivazione, valorizzando l'intera vita tecnica degli impianti, senza penalizzare gli investimenti già effettuati. L'Autorità aveva già espresso le proprie considerazioni positive in relazione a tale rimodulazione volontaria nella Memoria 13 gennaio 2014 1/2014/I/com a cui si rimanda.

L'articolo 26 del DL, a differenza della sopra richiamata rimodulazione volontaria e rivolgendosi anche ad una diversa platea di destinatari, prevede, per gli impianti fotovoltaici specificatamente di potenza superiore a 200 kW e a decorrere dall'1 gennaio 2015, l'estensione del periodo incentivante da 20 a 24 anni a fronte di una rimodulazione del valore unitario dell'incentivo di entità dipendente dalla durata del periodo incentivante residuo. In alternativa, i produttori possono optare per la riduzione dell'8% del valore unitario dell'incentivo, fermo restando il periodo di 20 anni.

Pertanto, l'articolo 26 del DL consente la riduzione degli oneri generali di sistema (in particolare della componente A3), stimabile in circa 300 milioni di euro annui nell'ipotesi in cui tutti gli impianti di potenza superiore a 200 kW optino per la riduzione dell'8% e in poco più di 800 milioni di euro annui nell'ipotesi invece in cui per tutti trovi applicazione l'estensione del periodo incentivante.

Si ritiene inoltre che la previsione di erogare gli incentivi in acconto (di cui al comma 2), sulla base del 90% della producibilità, consenta una stabilizzazione sia dal punto di vista dei produttori sia dal punto di vista del sistema elettrico. E' tuttavia importante sottolineare la **necessità che siano utilizzati dati di misura effettivi sia al fine di aggiornare la producibilità sia (e soprattutto) al fine di erogare i conguagli.**

**e) Rimodulazione del sistema tariffario dei dipendenti del settore elettrico (art. 27)**

Relativamente all'esclusione dagli oneri tariffari dello sconto attualmente previsto dal contratto collettivo nazionale di lavoro per i dipendenti del settore elettrico (assunti tra il 1979 e il 1996) assegnati esclusivamente a funzioni rientranti nelle attività di trasmissione, distribuzione e misura, si rileva che già la regolazione introdotta da questa Autorità (deliberazione ARG/elt 199/11) ha previsto un meccanismo di progressivo *decalage* degli sconti riconosciuti fino al 2019, con annullamento a partire dal 2020. In complesso, per l'intero periodo 2014-2019 la riduzione di costi riconosciuti alle imprese di trasmissione e distribuzione di energia elettrica è stimabile di poco superiore a 50 milioni di euro.



In particolare si rileva che il valore dell'onere previsto per il 2014 è pari a circa 17 milioni e che quindi l'effetto dell'articolo 27 sull'anno in corso, vista la sua decorrenza dal 1° luglio, è stimabile in circa 8 milioni di euro.

**f) Riduzione dei costi del sistema elettrico per le isole minori non interconnesse (art. 28)**

L'Autorità condivide e ritiene effettivamente perseguibile, nel medio termine, l'obiettivo di una riduzione dei costi del sistema elettrico per le isole minori non interconnesse. Tale obiettivo, tuttavia, a parere dell'Autorità richiede un intervento più incisivo, mirato ad un **trattamento omogeneo di tutte le realtà isolane minori**, sia quelle ammesse al regime di integrazione tariffaria previsto dall'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10 (le cosiddette *imprese elettriche minori*) sia quelle per le quali la sostenibilità economica della produzione dell'energia elettrica è garantita dall'essenzialità degli impianti in ragione della assenza di interconnessione con il sistema elettrico nazionale.

Il sistema delle integrazioni tariffarie, di cui all'art. 7 della legge n. 10/91, per le imprese elettriche minori riguarda 12 isole (con consumi annui non superiori, nei casi più rilevanti, a poche decine di GWh/anno, comunque ben al di sotto della soglia di 500 GWh/anno fissata dalle Direttive comunitarie per identificare i micro-sistemi isolati), e comporta oneri in bolletta pari a poco più di 60 milioni di euro, a fronte di una produzione complessiva oggetto di integrazione pari a circa 200 GWh. Tale integrazione, ai sensi della legge 10/91, copre gli scostamenti tra costi e ricavi effettivi relativi sia ai costi di distribuzione e misura che ai costi di produzione dell'energia elettrica nelle isole.

Diversamente, le restanti circa 10 isole non interconnesse, gestite da Enel Produzione, non partecipano a meccanismi di integrazione per la distribuzione e misura, mentre sono ammesse al regime di reintegrazione dei costi per l'attività di produzione, secondo quanto previsto dalla richiamata deliberazione 89/096. Gli impianti di Enel Produzione su reti non interconnesse sono caratterizzati da una produzione estremamente contenuta (in media, meno di 5 GWh/anno). L'onere conseguente alla reintegrazione dei costi dei predetti impianti è pari a circa 10 milioni di euro annui ed è integralmente coperto mediante i proventi derivanti dall'applicazione agli utenti in prelievo del corrispettivo a reintegrazione dei costi di generazione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico. L'articolo 28 del DL, come attualmente formulato, non ha effetti su tali realtà.

L'Autorità ritiene che sia necessario perseguire la piena compatibilità del nuovo regime per tutte le isole minori con il quadro normativo comunitario e, dall'altro, l'attivazione di meccanismi di

---

<sup>6</sup> Quest'ultimo provvedimento è stato impugnato dall'associazione delle imprese elettriche minori. Il contenzioso, che è tuttora in corso, si è concentrato sulle norme volte alla liberalizzazione dell'attività di vendita di energia elettrica sulle reti non interconnesse.

regolazione che inducano il recupero di efficienza e, di conseguenza, riducano l'onere sostenuto dal sistema per garantire il servizio elettrico in tali isole. In tale prospettiva, l'Autorità ritiene **essenziale abrogare, a valere dall'1 gennaio 2015, l'articolo 7 della legge 10/91, in materia di integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori e disporre che l'Autorità, anche avvalendosi della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, definisca un meccanismo transitorio di integrazione**, sostitutivo del meccanismo abrogato, che preveda forme di graduale recupero di efficienza da parte delle imprese elettriche minore in vista di una completa riforma. Tale riforma, da applicare a tutte le isole non interconnesse, ispirata a criteri di efficienza e finalizzata a indurre da una parte recuperi di efficienza produttiva nell'erogazione del servizio elettrico (anche tramite forme di concorrenza comparativa) e dall'altra incentivi la progressiva copertura del fabbisogno tramite fonti rinnovabili e l'efficienza energetica da parte dei gestori del servizio elettrico, come già previsto dall'articolo 1, comma 6-octies, del decreto legge 145/2013 (*green islands*).

Inoltre, ai fini di una completa riforma della materia nel medio termine, l'Autorità propone che venga dato mandato al Governo di richiedere alla Commissione Europea l'ammissione alle deroghe di cui all'articolo 44 della Direttiva 2009/72/CE per tutti i microsistemi isolani non interconnessi, al fine di consentire, in tali realtà, la gestione del servizio elettrico da parte di imprese verticalmente integrate, in regime di regolazione completa del servizio, anche per le fasi di produzione e vendita.

Oltre a quanto sopra, l'Autorità ritiene inoltre prioritario che, a valle di approfondite analisi costi/benefici, il gestore del sistema di trasmissione (Terna S.p.A.) valuti la fattibilità e la convenienza economica a **procedere all'interconnessione di tali reti alla rete di trasmissione nazionale** per promuovere la coesione elettrica del Paese, e in caso positivo proceda ad inserire tali sviluppi nel proprio piano decennale, come avvenuto di recente per l'isola di Capri.

#### **g) Rimodulazione del sistema tariffario elettrico delle Ferrovie dello Stato (art. 29)**

L'articolo 29 del DL introduce un condivisibile intervento di contenimento dell'onere gravante sulle bollette elettriche per finanziare il regime tariffario speciale a favore dei trasporti ferroviari, che incide complessivamente per circa 350 milioni all'anno, per cui l'articolo prevede una riduzione di 120 milioni di euro. Regime tariffario speciale che, essendo in vigore fin dagli anni '60, ha già consentito un ampio ammortamento dei beni (impianti di produzione) che le Ferrovie dello Stato avevano ceduto in occasione della nazionalizzazione del sistema elettrico.

In particolare, con riferimento a quanto disposto dal comma 2, se si considerano i dati disponibili in relazione agli importi riconosciuti dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico a titolo di componente tariffaria compensativa nel 2013 per i consumi ferroviari eccedenti i 3.300 GWh/anno, l'intervento ha l'effetto di pressoché azzerare la rimodulazione riconosciuta su tali consumi.

In merito, al fine di evitare possibili contenziosi in sede applicativa, si ritiene comunque opportuno che la norma, e in particolare il citato comma 2, in sede di conversione **precisi la sua decorrenza e i suoi effetti sulle componenti compensative di competenza del corrente anno 2014** (ossia precisi se la riduzione di 120 milioni di euro sia da intendersi come interamente applicabile alle componenti compensative relative ai consumi dell'intero 2014, ovvero se debba essere applicata proquota, in relazione ai soli consumi successivi all'entrata in vigore del Decreto Legge).

#### **h) Semplificazione amministrativa e di regolazione a favore di interventi di efficienza energetica e impianti a fonti rinnovabili (art. 30)**

L'articolo 30 del DL, finalizzato alla semplificazione amministrativa, prevede per la comunicazione relativa alla realizzazione, alla connessione e all'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile l'introduzione di un modulo unico approvato dal Ministro dello Sviluppo Economico che sostituisce i modelli adottati dai Comuni, dai gestori di rete e dal GSE per le attività di rispettiva competenza.

Tale modello unico dovrebbe essere comunque trasmesso ai tre soggetti sopra richiamati e sembrerebbe essere l'insieme di più parti, ciascuna caratterizzata rispettivamente dalle informazioni necessarie per i Comuni, per i gestori di rete e per il GSE (che, tra l'altro, dovrebbe essere coinvolto solo qualora il produttore richieda il ritiro dedicato, lo scambio sul posto o gli incentivi ancora vigenti).

Si ritiene che l'esistenza di un modello unico, come definito dal DL, non consenta di garantire l'auspicata semplificazione amministrativa, perché non comporterebbe l'unificazione delle attività dei predetti tre soggetti (GSE, Comuni e gestori di reti). Il modello unico potrebbe comportare effettive semplificazioni solo se fosse indirizzato a un soggetto unico, che – qualora esistesse – svolgerebbe un ruolo di intermediazione tra i produttori e i medesimi tre soggetti; ruolo attualmente non previsto dalla regolazione, che, se previsto, comporterebbe maggiori costi per la collettività.

Si ritiene però che, ai fini della semplificazione amministrativa senza comportare aggravii di costo, sia invece necessario e sufficiente, ove possibile, **ridurre i vincoli procedurali e amministrativi ed operare per garantire il corretto funzionamento degli strumenti già esistenti e finalizzati ad evitare duplicazioni di dati** (quali il sistema **GAUDÌ**, sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche degli impianti di produzione e delle relative unità promosso dall'AEEGSI, gestito da Terna, ai quali tutti i soggetti coinvolti già si interfacciano) senza introdurre un modello unico che potrebbe addirittura rimettere in discussione o vanificare l'effetto degli strumenti già implementati o in corso di implementazione qualora non coordinato con essi.

## **i) Ulteriori osservazioni**

In considerazione dell'esigenza di consentire un'effettiva riduzione della spesa elettrica per i soggetti individuati dal DL, estendibile anche alle famiglie, si evidenziano due ulteriori misure che mirano ad eliminare oneri impropri attualmente gravanti sui consumatori elettrici.

In primo luogo, come peraltro già segnalato in precedenti occasioni da questa Autorità, si propone di **prevedere che gli oneri generali non siano soggetti all'applicazione dell'IVA**, consentendo così una immediata e generalizzata riduzione del prezzo finale dell'energia elettrica, ponendo fine ad una doppia imposizione fiscale che penalizza le attività economiche sottostanti.

In secondo luogo si ricorda anche in questa sede come le disposizioni previste dalla legge n. 311/04 e dalla legge 266/05 comportino sulla bolletta elettrica dei clienti finali del servizio elettrico un aggravio annuo pari a 135 milioni di euro, importo che le medesime norme prevedono venga versato a favore del Bilancio dello Stato.

In particolare:

- a. l'articolo 1, comma 298, della legge 311/04 stabilisce che, a decorrere dal 1 gennaio 2005, è assicurato un gettito annuo pari a 100 milioni di euro mediante il versamento all'entrata del bilancio dello Stato di una quota pari al 70 per cento degli importi derivanti dall'applicazione dell'aliquota della componente della tariffa elettrica relativa alle compensazioni territoriali, fino allo smantellamento degli impianti nucleari, a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo combustibile nucleare, nonché di una ulteriore quota che assicuri il predetto gettito a valere sulle entrate derivanti dalla componente tariffaria A2;
- b. l'articolo 1, il comma 493, della legge 266/05 dispone, inoltre che, a decorrere dall'anno 2006, siano assicurate maggiori entrate, pari a 35 milioni di euro annui, mediante versamento all'entrata del bilancio dello Stato di una quota degli introiti della componente tariffaria A2 sul prezzo dell'energia elettrica, in aggiunta a quanto già previsto dalla legge 311/04.

**Il permanere di forme indirette e occulte di sovra-tassazione dell'energia elettrica appare in palese contrasto con l'obiettivo di ridurre il costo sopportato dai clienti finali per la fornitura del servizio elettrico**, a danno della competitività del Paese.

All'articolo 30 del DL in esame sono previste anche misure relative ai regimi di autorizzazione per la produzione di *biometano*, attraverso la modifica di quanto previsto dal D.Lgs. n. 28/11: su questo

tema si segnala l'opportunità di prevedere una modifica del citato D.Lgs. n. 28/11 anche laddove esso dispone che sia l'Autorità a definire le norme tecniche relative a caratteristiche chimiche e fisiche del biometano per garantire l'interconnessione e l'interoperabilità del sistema gas (art.20). Come già segnalato in altre occasioni, infatti, si ritiene tale attribuzione impropria e si suggerisce di trasferire tale compito al Ministero dello Sviluppo Economico, coerentemente con quanto previsto per le norme tecniche relative alle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale dal decreto legislativo n. 164/00 (cosiddetto Decreto Letta).

Da ultimo, trattando il presente DL di disposizioni *“per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea”*, si evidenzia la necessità che vengano adottate alcune misure relative all'applicazione del Regolamento UE n. 1227/2013 concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT) che, tra il resto, prevede che alle autorità nazionali siano attribuiti poteri sanzionatori. Ai sensi dell'articolo 13 del regolamento REMIT, tali poteri avrebbero dovuto essere attribuiti alle autorità di regolazione nazionali entro il 29 giugno 2013. Gli altri principali paesi hanno già provveduto in tal senso mentre l'Italia è in ritardo di ormai un anno. Ciò rischia di svuotare di contenuto l'attività di monitoraggio e di contrasto agli abusi, con possibili ripercussioni gravi per il buon andamento dei mercati e, in ultima istanza, per i consumatori europei.

La disciplina sanzionatoria attualmente definita nel Disegno di legge *“Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea – Legge europea 2013 bis”* (AS 1533), assegnato - al Senato - in sede referente alla Commissione Politiche dell'UE (14a), ed a queste Commissioni (10a e 13a) in sede consultiva, prevede ai commi 4 e 5 dell'art 22, che l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico possa irrogare sanzioni amministrative pecuniarie nei confronti dei soggetti che pongano in essere condotte espressamente vietate dal REMIT (manipolazioni dei mercati energetici o *insider trading*).

Tuttavia, nella versione del DDL attualmente in discussione, il potere sanzionatorio dell'Autorità può essere esercitato solo *se il fatto non costituisce reato*. Nel nostro ordinamento le condotte manipolative dei mercati energetici assumono rilevanza penale ai sensi degli articoli 501 e 501-bis del Codice Penale; la presenza della clausola *“salvo che il fatto costituisca reato”* inibisce quindi l'avvio del procedimento sanzionatorio di competenza dell'autorità di regolazione nazionale. Tale procedimento, pertanto, non potrebbe mai avere luogo, rendendo di fatto inapplicabile la disposizione di legge.

Ai commi 4 e 5 dell'articolo 19, la parole *“Salvo che il fatto costituisca reato”* potrebbero essere sostituite dalle seguenti: ***“Salve le sanzioni penali”***.

Inoltre, al fine di raccordare il procedimento amministrativo di accertamento di una violazione del REMIT con eventuali processi penali aventi ad oggetto le medesime condotte, sarebbe utile, dopo il comma 10, aggiungere il seguente comma: “11. ***Il procedimento amministrativo di accertamento non può essere sospeso per la pendenza del procedimento penale avente ad oggetto i medesimi fatti o fatti dal cui accertamento dipende la relativa definizione. Quando per lo stesso fatto è stata applicata una sanzione amministrativa pecuniaria ai sensi dei commi 4 e 5, la esazione della pena pecuniaria e della sanzione pecuniaria dipendente dal reato è limitata alla parte eccedente quella comminata dall’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico***”.

Tali modifiche sono assolutamente coerenti con le analoghe disposizioni del Testo unico in materia di intermediazione finanziaria (TUF) in relazione ai mercati finanziari.