

MEMORIA 9 GENNAIO 2014

1/2014/I/COM

**DISEGNO DI LEGGE “CONVERSIONE IN LEGGE DEL DECRETO-
LEGGE 23 DICEMBRE 2013, N. 145, RECANTE INTERVENTI
URGENTI DI AVVIO DEL PIANO 'DESTINAZIONE ITALIA', PER IL
CONTENIMENTO DELLE TARIFFE ELETTRICHE E DEL GAS, PER
LA RIDUZIONE DEI PREMI RC - AUTO, PER
L'INTERNAZIONALIZZAZIONE, LO SVILUPPO E LA
DIGITALIZZAZIONE DELLE IMPRESE, NONCHÉ MISURE PER LA
REALIZZAZIONE DI OPERE PUBBLICHE ED EXPO 2015”**

Memoria per l’audizione presso la 6^a e la 10^a Commissione della Camera dei Deputati

Roma, 13 gennaio 2014

Signor Presidente, Gentili Onorevoli,

desidero ringraziare la 6^a e la 10^a Commissione della Camera dei Deputati per aver voluto invitare in audizione l'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico, anche a nome dei miei Colleghi Alberto Biancardi, Luigi Carbone, Rocco Colicchio e Valeria Termini, in merito all'esame del disegno di legge "Conversione in legge del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, recante interventi urgenti di avvio del piano 'Destinazione Italia', per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per la riduzione dei premi RC - auto, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed EXPO 2015" (decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145).

Nella presente memoria questa Autorità si sofferma sulle disposizioni del decreto che attengono materie ricomprese nelle proprie competenze e, segnatamente, su quanto disposto nei seguenti commi dell'articolo 1 del citato decreto-legge:

- comma 1, in tema di revisione dei criteri per la determinazione dei prezzi di riferimento per le forniture di energia elettrica destinate ai clienti finali non riforniti sul mercato libero;*
- comma 2, in tema di prezzi minimi garantiti previsti dalla normativa per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di piccole dimensioni e definiti dall'Autorità;*
- commi da 3 a 6, in tema di rimodulazione degli incentivi erogati alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;*
- commi da 11 a 14, in tema di incentivi alla produzione di energia elettrica di una centrale termoelettrica a carbone dotata di una sezione per la cattura e lo stoccaggio dell'anidride carbonica da realizzarsi nella Regione Sardegna (territorio del Sulcis Iglesiente);*
- comma 16, in tema di valorizzazione delle reti di distribuzione del gas naturale.*

Con l'audizione oggi l'Autorità intende offrire un contributo ai lavori della 6a e della 10a Commissione, dando contestualmente la piena disponibilità a fornire ulteriori dati ed 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, 13 gennaio 2014

Il decreto-legge n. 145/2013 (di seguito: DL), recante interventi urgenti di avvio del piano “Destinazione Italia”, all’articolo 1 contiene *“disposizioni finalizzate alla riduzione dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, per gli indirizzi strategici dell’energia geotermica, in materia di certificazione energetica degli edifici e di condominio e per lo sviluppo di tecnologie di maggiore tutela ambientale”*.

Nella memoria questa Autorità intende soffermarsi sulle disposizioni dell’articolo 1 concernenti unicamente le tematiche che rientrano tra le proprie competenze *ex lege* o assegnate dal DL e, in particolare, sulle disposizioni in materia di: revisione da parte dell’Autorità dei cosiddetti prezzi biorari, oggi in vigore per i clienti finali serviti in regime di maggior tutela (comma 1); revisione dei prezzi minimi garantiti alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (comma 2); rimodulazione temporale degli incentivi alla generazione elettrica da fonti rinnovabili (commi 3-6); incentivazione tramite le tariffe elettriche della produzione di una centrale termoelettrica a carbone da realizzarsi in Sardegna (commi 11-14); valorizzazione delle reti di distribuzione del gas naturale (comma 16).

In generale, preme qui evidenziare come alcuni degli interventi sopra richiamati abbiano natura prettamente regolatoria. Infatti, essi attengono alla definizione del quadro di regole operative volto ad attuare l’assetto generale e sistemico definito dalla normativa settoriale. Tali interventi, come si vedrà nel prosieguo, sono da tempo oggetto di indagine e di azione da parte dell’Autorità, almeno dal 2011; azione regolatoria che è basata sull’andamento dei fondamentali economici e tecnici del settore. Decontestualizzare singoli elementi di regolazione, sovrapponendo provvedimenti normativi orientati ad accelerarne o modificarne il percorso definitivo, ha un duplice effetto: da un lato, determina inevitabilmente una perdita di omogeneità, coerenza e certezza del quadro di regole complessivo e, dall’altro, irrigidisce il sistema cristallizzando in atti di normativa primaria soluzioni operative e meccanismi che per loro natura richiedono adattamenti dinamici in considerazione del mutevole contesto di settore e di mercato. Tale considerazione verrà sostanziata nella trattazione delle singole tematiche sviluppata sinteticamente nei paragrafi successivi.

1. Revisione dei criteri di definizione del prezzo di riferimento dell'energia elettrica per i clienti non riforniti sul mercato libero (comma 1)

Il DL dispone che, l'Autorità *“aggiorna entro 90 giorni dall'entrata in vigore del presente decreto, gli attuali criteri di definizione dei prezzi di riferimento per le forniture destinate ai clienti finali non riforniti sul mercato libero, tenendo conto delle mutazioni intervenute nell'effettivo andamento orario dei prezzi dell'energia elettrica sul mercato”*.

Tale disposizione interviene su un argomento sul quale l'Autorità ha lavorato a lungo e su cui nel settembre 2011 ha avviato un procedimento. Come spiegato in seguito, le analisi svolte nel corso del procedimento ed il confronto con tutti i soggetti interessati, in particolare le associazioni dei consumatori, hanno portato alla decisione dell'Autorità di mantenere per ora la vigente struttura dei prezzi biorari per i clienti domestici serviti in maggior tutela.

Il servizio di maggior tutela è stato istituito dalla legge n. 125/07 per la fornitura di energia elettrica alle famiglie e alle piccole imprese a condizioni economiche regolate dall'Autorità. L'Autorità ha definito tali condizioni prevedendo che la copertura dei costi di approvvigionamento sostenuti dagli esercenti avvenga mediante l'applicazione ai clienti finali di un corrispettivo determinato in base ai prezzi registrati nel mercato all'ingrosso. A partire dal luglio 2010, per i clienti domestici dotati di misuratore elettronico abilitato per il servizio tale corrispettivo è differenziato in due fasce orarie (di seguito: prezzi biorari) e tiene conto dell'effettivo andamento orario dei prezzi dell'energia elettrica sul mercato. Dal gennaio 2012 i prezzi biorari sono applicati a tutti i clienti finali non serviti nel mercato libero. Tale scelta è finalizzata, da un lato, a trasmettere ai clienti il segnale relativo al diverso valore dell'energia elettrica nel tempo, in modo da consentire una migliore attribuzione dei costi per l'acquisto dell'elettricità sul mercato all'ingrosso ai diversi clienti, in funzione dei costi da essi stessi generati e, dall'altro lato, a rispondere ad un'esigenza di semplicità del segnale di prezzo ai clienti domestici rispetto a quello (triorario) che viene applicato agli altri clienti del servizio di maggior tutela. A tali fini, le fasce orarie sono state originariamente definite in modo da raggruppare ore caratterizzate da livelli di prezzo all'ingrosso tra loro simili: la fascia F1 per le ore di punta e la fascia F23 per le ore intermedie e quelle fuori punta.

Per garantire il mantenimento nel tempo della coerenza della struttura dei prezzi biorari con il principio di aderenza ai costi, l'Autorità ha continuato a monitorare l'andamento

temporale dei prezzi nel mercato all'ingrosso. Da questo monitoraggio è emerso che - per effetto dell'evoluzione della domanda e dell'offerta e, in particolare, della crescente penetrazione della generazione da fonti rinnovabili - il prezzo unico nazionale registrato in tale mercato (PUN) ha rapidamente assunto un andamento nelle diverse ore della giornata molto differente da quello storicamente rilevato, preso a riferimento per la definizione della struttura delle fasce orarie. In particolare ciò ha fatto sì che le ore raggruppate nella fascia F2 (ore intermedie, ricomprese nella fascia F23) avessero prezzi tra loro molto differenti: più alti nelle ore serali dei giorni feriali - quando l'energia elettrica fotovoltaica si riduce ma la domanda è ancora mediamente elevata - e più bassi nelle ore mattutine e il sabato. Di conseguenza, si è registrato un forte avvicinamento dei prezzi medi nella fascia F1 e nella fascia F23. A fronte di tali mutamenti, nel settembre 2011, l'Autorità ha avviato un procedimento volto alla revisione della struttura dei prezzi biorari, nell'ambito del quale è stata condotta un'ampia consultazione di tutti i soggetti interessati e sono stati acquisiti elementi ulteriori in relazione all'andamento temporale dei prezzi e alle sue determinanti. Come già accennato, il procedimento si è concluso con la decisione di mantenere la vigente struttura dei prezzi biorari sulla base delle seguenti principali considerazioni:

- il permanere di condizioni di incertezza del contesto di mercato e del profilo dei prezzi orari, con conseguente difficoltà di prevedere con anticipo l'insieme di ore da includere in ciascuna fascia oraria e dare stabilità nel tempo della nuova struttura dei prezzi;
- la contrarietà a qualsiasi intervento di modifica dei prezzi biorari espressa sia dalle associazioni dei consumatori domestici, sia dagli operatori energetici. Tale contrarietà discende - per i primi - dall'impossibilità (a fronte della variabilità del quadro di mercato) di avere elementi informativi stabili e certi per valutare l'impatto delle diverse opzioni di revisione, e dalle difficoltà di comunicare ai clienti finali la *ratio* e gli effetti di una eventuale revisione della struttura dei prezzi biorari e - per i secondi - dalla complessità del conseguente processo di revisione della struttura dei documenti di fatturazione (e delle relative tempistiche di implementazione), dall'onerosità delle conseguenti campagne informative, dalla sostanziale rigidità della domanda rispetto ai prezzi.

Oltre a tali elementi, l'opportunità di una revisione dell'attuale struttura dei prezzi biorari è stata valutata anche alla luce di alcuni vincoli tecnici posti dagli attuali strumenti di misura presso i clienti finali. Un intervento di modifica delle ore da includere in ciascuna fascia oraria, ad esempio riclassificando le ore del pomeriggio come ore di punta, comporterebbe infatti la necessità di riprogrammare i misuratori elettronici. Tale modifica richiederebbe da nove a dodici mesi di tempo sull'intero territorio nazionale e dovrebbe essere accompagnata da una revisione delle modalità di attribuzione dei prelievi di energia elettrica, nonché dei sistemi informativi dei soggetti coinvolti. Tempi lunghi per la riprogrammazione dei misuratori, uniti all'incertezza sulle dinamiche del profilo orario dei prezzi, rendono dunque impossibile oggi assicurare con continuità la coerenza tra la struttura delle fasce orarie e l'andamento orario dei prezzi dell'energia elettrica nel mercato.

Va infine considerato che i sistemi di misura e di gestione dei dati, nonché di loro messa a disposizione ai consumatori finali, sono in una fase di rapida evoluzione tecnologica che rende inopportuna un'azione immediata. Complessivamente l'interfaccia tra il consumatore finale, anche domestico, e il mercato elettrico è dunque in fase di forte sviluppo. Gli assetti sia di mercato che regolatori dovranno evolvere consentendo una partecipazione più attiva della domanda, come anche previsto dalla Direttiva 2012/27/CE sull'efficienza energetica.

In conclusione: la definizione e l'aggiornamento dei corrispettivi economici per il servizio di maggior tutela rientrano tra le competenze già assegnate dalla legge n. 125/07 all'Autorità. L'Autorità ha peraltro già esercitato tali competenze: da ultimo, a partire dal 2011, anche tenendo conto dell'evoluzione degli elementi di contesto e consultando tutti i soggetti interessati. In particolare, a valle del procedimento istruito nella seconda metà del 2011, l'Autorità ha ritenuto di confermare per il momento la vigente struttura dei prezzi biorari decisa con la chiusura del relativo procedimento pubblicato con delibera 215/2013/R/eel, le cui motivazioni sono state riprese per sommi capi nel presente paragrafo. Pertanto, in attuazione della previsione del DL, l'Autorità oggi non potrebbe che confermare le decisioni già assunte pochi mesi fa, che trovano fondamento anche nell'amplissima condivisione dei soggetti consultati. La norma in esame sarebbe dunque improduttiva di effetti di riforma concreta. Di conseguenza se ne suggerisce la soppressione in fase di conversione in legge del DL.

2. Prezzi minimi garantiti nell'ambito del ritiro dedicato (comma 2)

Il DL dispone che *“A decorrere dal 1° gennaio 2014, i prezzi minimi garantiti, definiti dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas ai fini dell’applicazione dell’art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e dell’art. 1, comma 41, della legge 23 agosto 2004, n. 239, sono pari, per ciascun impianto, al prezzo zonale orario nel caso in cui l’energia ritirata sia prodotta da impianti che accedono a incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull’energia prodotta”*.

Anche tale disposizione si inserisce in un percorso articolato che l’Autorità sta già conducendo da alcuni anni, in attuazione dell’art. 13, commi 3 e 4, del Dlgs n. 387/03. Infatti, nel dicembre 2013, a valle della consultazione dei soggetti interessati, l’Autorità ha completato il percorso di revisione dei prezzi minimi garantiti nell’ambito del ritiro dedicato (delibera 618/2013/R/efr), come di seguito sintetizzato.

I prezzi minimi garantiti, previsti per gli impianti fino a 1 MW e non oltre i primi 2.000.000 di KWh annui, hanno una duplice finalità: a) assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni che sfruttano risorse marginali o residuali che, in quanto tali, non potrebbero essere altrimenti utilizzate; b) garantire una remunerazione minima qualunque sia l’andamento del mercato elettrico. Pertanto, tali prezzi costituiscono una forma di “tutela” per gli impianti di produzione di elettricità da risorse rinnovabili marginali o residuali che, diversamente, non potrebbero coprire i propri costi di gestione.

Per quanto detto, i prezzi minimi garantiti devono essere correlati ai soli costi di gestione degli impianti di produzione di energia elettrica e, in quanto tali, sono soggetti a variabilità nel tempo mentre non sono correlati all’andamento dei mercati dell’energia elettrica. Tali prezzi sono stati inizialmente definiti senza distinzione tra le diverse fonti, non disponendo di dati più precisi. Nel 2011 questa Autorità ha differenziato per fonte, sulla base dei costi effettivi di gestione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW, pur mantenendo un prezzo minimo garantito di base, non strettamente correlato ai costi di gestione, in linea con il valore medio dei prezzi di mercato dell’epoca (ciò al fine di garantire gradualità nel percorso di riconduzione dei prezzi minimi garantiti ai costi effettivi di gestione). Infine, lo scorso dicembre 2013, con la citata delibera 618/2013/R/efr l’Autorità ha rideterminato i prezzi minimi garantiti sulla base dei costi di

gestione aggiornati, eliminando il prezzo minimo garantito di base. Pertanto, quanto sin qui effettuato dall'Autorità:

- fa salvo il concetto stesso di prezzo minimo garantito, correlato ai costi di gestione e non correlato all'andamento dei mercati dell'energia elettrica, garantendo così che i prezzi minimi garantiti continuino a costituire la necessaria forma di tutela per gli impianti di produzione di energia elettrica da risorse rinnovabili marginali o residuali che, diversamente, non potrebbero coprire i propri costi di gestione;
- è il risultato di un lungo percorso e di valutazioni sui costi di gestione delle diverse tipologie impiantistiche, sulla base di dati raccolti e analizzati nell'ambito di un apposito studio effettuato dal Politecnico di Milano;
- consente una forte riduzione dell'impatto sulla componente A3¹, che risulta già dell'ordine di quella stimata dal DL.

Si noti, altresì, che, per alcune fonti, i prezzi minimi garantiti sarebbero, su base annuale solare, complessivamente inferiori agli attuali prezzi di mercato dell'energia elettrica: in tali casi comunque viene garantito ai produttori il ricavo complessivo che deriverebbe dall'applicazione dei prezzi di mercato. Il DL, invece, pone i prezzi minimi garantiti sempre pari ai prezzi di mercato dell'energia, facendo venir meno di fatto la finalità per cui sono nati, per gli impianti che beneficiano di strumenti incentivanti. Tali interventi richiederebbero approfondite analisi dei costi. Inoltre, questa disposizione potrebbe compromettere l'equilibrio finanziario degli impianti che accedono solo in parte a strumenti incentivanti (come avviene nel caso di rifacimenti parziali o potenziamenti) che verrebbero comunque esclusi, per l'intera energia elettrica prodotta, dall'applicazione dei prezzi minimi garantiti tutelanti.

In conclusione, per le motivazioni sopra esposte, si richiede di ripristinare il quadro di regole precedente la pubblicazione del DL.

3. Rimodulazione volontaria degli incentivi alla produzione di energia elettrica rinnovabile (commi 3-6)

¹ L'impatto dei prezzi minimi garantiti sulla componente A3 deriva dalla differenza tra tali prezzi e i prezzi di mercato dell'energia elettrica. Tale impatto è stato pari a circa 94 milioni di euro nel 2012 ed è stimato pari a circa 250 milioni di euro nel 2013 per effetto della riduzione dei prezzi di mercato dell'energia elettrica da cui deriva un aumento della quota posta in capo alla componente A3. Come puro esercizio numerico sulla base di dati stimati, applicando al 2013 gli effetti derivanti dal recente provvedimento dell'Autorità (deliberazione 618/2013/R/efr), l'impatto sulla componente tariffaria A3 si ridurrebbe da circa 250 milioni di euro a circa 60 milioni di euro, comportando già di per sé un risparmio di 190 milioni di euro.

Il DL introduce uno strumento volontario - attivato dai singoli produttori di energia elettrica da fonte rinnovabile titolari di impianti che beneficiano di certificati verdi, tariffe omnicomprendenti o tariffe-premio - orientato a redistribuire nel tempo una parte degli oneri economici connessi a tali meccanismi di incentivazione, valorizzando l'intera vita tecnica degli impianti, senza penalizzare gli investimenti già effettuati. L'opzione dà diritto ad un aumento del periodo di incentivazione pari a 7 anni, a fronte di una riduzione immediata dell'incentivo stesso. L'entità della riduzione sarà fissata in un successivo decreto - sul quale è previsto il parere dell'Autorità - in relazione al periodo residuo spettante, al tipo di fonte rinnovabile, al tipo di incentivo e ai costi per la rimodulazione.

Questa Autorità già nel passato ha segnalato 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, avanzando specifiche proposte in tal senso. In particolare, con il parere espresso in merito allo schema di decreto per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili diverse da quella solare (delibera 182/2012/I/efr), l'Autorità aveva proposto di introdurre per i produttori titolari di impianti che beneficiano di certificati verdi la possibilità di scegliere - in alternativa - di mantenere il meccanismo previsto dalla normativa, rinunciando alla possibilità futura di percepire eventuali incentivi a fronte di interventi di rifacimento, oppure di optare per una rimodulazione degli incentivi, riproporzionati in modo da prevedere un periodo di erogazione pari alla vita tecnica degli impianti. Nel parere dell'Autorità si evidenziava come questo, oltre a consentire di ridurre il costo annuo degli incentivi sulle bollette (e quindi l'impatto sulle tariffe elettriche tramite la componente A3), avrebbe prodotto anche una maggiore produzione da fonti rinnovabili a fronte del medesimo incentivo complessivamente erogato nel tempo, oltre che evitato continui (e a volte superflui) rifacimenti parziali degli impianti finalizzati a beneficiare nuovamente degli incentivi, con conseguente riduzione di costi per il sistema.

In conclusione, poiché il DL recepisce di fatto la proposta dell'Autorità, estendendola anche agli impianti che beneficiano delle altre forme di incentivo sopra richiamate, si concorda con tale previsione normativa.

4. Incentivi alla produzione di energia elettrica da impianto a carbone in Sardegna (commi 12-14)

Il DL prevede che la Regione Sardegna possa bandire una gara per la realizzazione nel territorio del Sulcis Iglesiente di una centrale termoelettrica a carbone dotata di una sezione per la cattura e lo stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS) e che a tale centrale siano riconosciuti degli incentivi economici commisurati all'energia elettrica prodotta ed immessa in rete. Tali incentivi sono posti a carico del sistema elettrico attraverso una maggiorazione delle tariffe.

Prima di sviluppare alcune osservazioni tecniche in merito, si ritiene necessario evidenziare in modo chiaro come la previsione in oggetto non risponda ad esigenze del sistema elettrico. Nella Regione Sardegna non si prefigura, infatti, la necessità di sostegni specifici allo sviluppo di capacità produttiva. Non si può anzi escludere che lo sviluppo di nuova capacità produttiva poco flessibile, e utilizzata a pieno regime poiché incentivata, possa rappresentare un problema per la gestione in sicurezza del sistema. L'incentivo si configura pertanto come un ulteriore onere di natura parafiscale – dell'ordine di circa 60 milioni di euro all'anno - caricato sulle bollette elettriche. A tale proposito è importante, tra l'altro, segnalare che l'aumento continuo di tali voci di costo nelle tariffe elettriche – non solo in termini di peso economico ma anche di numerosità – da una parte riduce progressivamente lo spazio nel quale si possono manifestare gli effetti benefici della concorrenza e, dall'altra parte, rende sempre più difficile assicurare la trasparenza e la comprensibilità delle bollette.

Per quanto riguarda, invece, le modalità tecniche di organizzazione e gestione del meccanismo di sostegno (comma 2), si segnala come il previsto ritiro della produzione da parte del Gestore del Sistema Elettrico (GSE) rappresenti una barriera ad una fattiva partecipazione di questo impianto al funzionamento dei mercati liberalizzati. Basti a tal proposito ricordare che il GSE non offre nel mercato per i servizi di dispacciamento, mentre il nuovo impianto a carbone potrebbe partecipare anche a tale mercato. D'altro canto, l'intermediazione del GSE non appare necessaria ai fini del riconoscimento al produttore dell'incentivo. Si richiede pertanto l'eliminazione di tale previsione in fase di conversione in legge.

In conclusione, si ritiene che gli oneri connessi con questa previsione non debbano essere coperti attraverso le tariffe elettriche, in quanto non rispondono ad interessi generali del settore elettrico. In fase di conversione in legge si richiede pertanto l'eliminazione del comma 13 dell'articolo 1 - che risulta in contrasto con l'obiettivo del provvedimento di

ridurre i costi gravanti sulle tariffe elettriche - e conseguentemente di eliminare anche il secondo capoverso del comma 14 del medesimo articolo 1. E' comunque importante assicurare che tale impianto sia soggetto alle previsioni normative e regolatorie previste per gli impianti di produzione, inclusa la disciplina del dispacciamento e gli oneri di sbilanciamento.

5. Valorizzazione delle reti di distribuzione del gas naturale (comma 16)

Il DL modifica alcune disposizioni relative alla valorizzazione delle reti di distribuzione del gas naturale rilevanti ai fini dell'affidamento tramite gara delle concessioni per la gestione del servizio. In particolare, la norma incide sulla modalità di determinazione del valore di rimborso delle reti spettante al gestore uscente (di seguito: VIR). La modifica riguarda due aspetti della valorizzazione delle reti ai fini di gara:

1. la determinazione del valore di rimborso nei casi in cui nelle convenzioni e nei contratti di concessione in essere non siano previste disposizioni in merito;
2. il trattamento dei contributi privati.

In via preliminare, all'Autorità preme segnalare l'importanza che, in ogni caso, le modifiche normative introdotte, considerata l'imminenza dell'avvio delle procedure di gara, non si tramutino in pretesto per eccessivi slittamenti nelle tempistiche di gara. L'Autorità, infatti, considera l'avvio delle nuove modalità di affidamento delle concessioni tramite procedure competitive per ambito, un passaggio fondamentale per la modernizzazione e l'efficientamento del settore della distribuzione di gas naturale in Italia. Passando all'esame dei contenuti, per quanto riguarda la determinazione del valore di rimborso nei casi in cui nelle convenzioni e nei contratti di concessione in essere non siano previste disposizioni in merito (punto 1), la norma - superando la disciplina primaria precedente - prevede l'uguaglianza del VIR con il valore regolatorio delle immobilizzazioni (di seguito: RAB) oggetto di trasferimento. Resta comunque possibile un disallineamento tra VIR e RAB nei casi in cui, come accennato, il valore del VIR derivi dalle convenzioni e dai contratti di concessione in essere; casistica la cui ampiezza, tuttavia, non è nota. Su tale aspetto, peraltro, la norma lascia spazio a dubbi interpretativi circa l'effettivo perimetro di applicabilità del principio di uguaglianza di VIR e RAB.

Per quanto riguarda la disposizione relativa al trattamento dei contributi (punto 2), tale previsione corregge l'anomalia presente nella previgente normativa, ove era previsto che i

contributi privati addebitati dai distributori ai propri clienti non venissero portati in deduzione dal valore delle reti oggetto di trasferimento, di fatto introducendo un surplus sistematico del VIR rispetto al valore regolatorio.

Vale la pena qui ricordare che, considerata la normativa vigente prima dell'introduzione del comma 16, questa Autorità nel documento per la consultazione del febbraio 2013 (56/2013/R/gas) aveva evidenziato come “...*Il riconoscimento della differenza tra VIR e RAB potrebbe avere un impatto significativo sulle tariffe del servizio di distribuzione. Si consideri che (...) a fronte di uno scostamento VIR-RAB pari al +5% ci sarebbe un impatto complessivo pari a circa il +2,5% sul livello dei costi riconosciuti e pari a circa a +0,3%/+0,4% sulla spesa annua del cliente tipo [gas]...*” (cfr. par. 14.8 del citato documento per la consultazione). Era inoltre stato evidenziato, nel medesimo documento per la consultazione, come l'origine dello scostamento VIR-RAB fosse in parte riconducibile proprio al diverso trattamento dei contributi privati, oltre che alla diversa vita utile dei cespiti presa a riferimento ai fini delle gare (cfr. par. 14.19).

Successive valutazioni di dettaglio hanno consentito di stimare in circa 3 miliardi di euro (corrispondente a circa il 20% del valore della RAB complessiva di settore) il differenziale VIR-RAB riconducibile al diverso trattamento dei contributi privati. Tale differenziale sembrerebbe spiegare una quota significativa dello scostamento complessivo di settore tra VIR e RAB che, secondo stime non ufficiali (diffuse nel corso di eventi pubblici da parte di società di consulenza che stanno supportando gli enti locali nella predisposizione delle gare), potrebbe raggiungere il 40%/50% della RAB (pari a circa 6/7 miliardi).

Da quanto sopra sinteticamente illustrato, emerge come la disposizione introdotta dal DL consenta di limitare l'emergere di *surplus* (potenzialmente rilevanti) del valore di rimborso rispetto al valore regolatorio oggi riflesso nelle tariffe di distribuzione, mitigando i possibili effetti di aumento delle tariffe del medesimo servizio conseguenti alla previsione dell'articolo 24, comma 3, del Dlgs. n. 93/11, ove è previsto che l'Autorità riconosca in tariffa il differenziale VIR-RAB.

In conclusione, nel complesso la norma in discussione potrebbe operare un sostanziale ridimensionamento dei possibili aumenti tariffari sopra paventati ai quali, peraltro, non sarebbero corrisposti incrementi o miglioramenti del servizio erogato, trattandosi in sostanza di mero trasferimento di risorse dai clienti del servizio a favore dei gestori uscenti. Tale effetto di contenimento tariffario appare certo e consistente in relazione

all'intervento relativo al trattamento dei contributi privati (punto 2) che, dunque, l'Autorità ritiene vada confermato.

Invece, in relazione alla parte della norma che incide sulla determinazione del valore di rimborso nei casi in cui nelle convenzioni e nei contratti di concessione in essere non siano previste disposizioni specifiche (punto 1), l'Autorità ritiene che la medesima dovrebbe perimetrare con maggior certezza i casi in cui la valutazione del valore di rimborso è posto pari al valore regolatorio, anche la fine di ridurre spazi per possibili contenziosi che potrebbero rallentare l'iter delle gare. In ogni caso l'Autorità ritiene che debbano essere esclusi dall'ammissibilità patti stipulati o clausole inserite nelle convenzioni e nei contratti di concessione successivamente alla data di entrata in vigore del DL 1 ottobre 2007, n. 159, convertito con modificazioni in legge 29 novembre 2007, n. 222, che ha avviato la riforma delle modalità di affidamento del servizio.