

Pubblicato il 12/07/2017

N. 01603/2017 REG.PROV.COLL.

N. 02204/2014 REG.RIC.



REPUBBLICA ITALIANA

IN NOME DEL POPOLO ITALIANO

Il Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia

(Sezione Seconda)

ha pronunciato la presente

SENTENZA

sul ricorso numero di registro generale 2204 del 2014, proposto da: Agryenergy Società Agricola S.r.l., Società Agricola Ballotta Tonino e Renzo S.S., Azienda Agricola Branchini S.A., Azienda Agricola Rossi e Lilla S.S., Azienda Agricola San Martino S.S., Azienda Agricola Sandoli Umberto e Moscheni Elisabetta di Sandoli Umberto e C. S.S., Azienda Agricola Santerini Aldo e Annunzio S.S., Azienda Agricola Ubaldi Mariano e Maurizi Adriana S.S., Azienda del Pescatore S.n.c., Azienda Tacconi Elena & C. S.S., Cenacchi Gian Luca e Mauro Società Agricola, Chiapponi A. C. L. Società Agricola, New Factor Production S.R.L., Società Agricola Agri Al.Ma S.S., Società Agricola Arcelli Fontana Marco e Gonella Enrica, Società Agricola Arcelli Fontana Marco Filippo e Francesca, Società Agricola Basso F.Lli S.S., Società Agricola Boattino S.S. di Alessandra Gulinelli & C, Società Agricola Buschi Fratelli, Società Agricola Ca' Marinello di Filanti Evasio, Giovanni e C. S.S., Società Agricola Carafoli S.S., Società Agricola Cascinella di Zanovello Dott.Ssa Luisa & C. S.A.S, Società

Agricola Cavazza Isolani, Societa' Agricola Colombarone di Paraboschi e Carini, Societa' Agricola Corte Nera S.S., Societa' Agricola Cremonini Marco, Societa' Agricola del Trebbia S.S., Societa' Agricola Faccioli S.S., Societa' Agricola Ferruzzi Guido e Fiumana Pierina S.S., Societa' Agricola Formica S.S., Societa' Agricola Frattina S.S., Societa' Agricola La Buca, Societa' Agricola La Campagna S.r.l., Societa' Agricola La Sassetta S.S., Societa' Agricola Le Badie di Grifoni S.S., Societa' Agricola Lugaresi R. e Ricci R. S.S., Societa' Agricola Manzoni S.S., Societa' Agricola Marasi Daniele e Loretta, Societa' Agricola Merli Giovanni e Pigi Alice, Societa' Agricola Migliorini Gianni ed Enzo, Societa' Agricola Nicoli Romano Eredi S.S. di Nicoli Perluigi & C., Societa' Agricola Pusterla, Societa' Agricola R.A.M. S.S., Societa' Agricola Rainieri G. e Sanguinazzi E., Societa' Agricola Ripa di Fiorenzo Luigino e C. S.S., Societa' Agricola Rondinella S.n.c., Societa' Agricola Salvini S.S., Societa' Agricola San Gaetano S.S., Societa' Agricola Santini S.S., Societa' Agricola Serena Antonio e Golzi Lucia, Societa' Agricola Terre della Val Trebbia, Societa' Agricola Valle del Sole di Pietro Ricci e C. S.S., Societa' Agricola Varesi S.S., Societa' Agricola Zanrei Giancarlo e Luigi, Societa' Azienda Agricola Piangipane S.S., Societa' Azienda Elena di Cunial Gianmaria S.S., Societa' Bolognesi Maurizio e Bini Maria Gabriella S.S., Societa' Cascina La Fontana S.S., Societa' Guiati Silvio, Laura e Malisardi Oriella S.S., Societa' Selbagricola S.S. Agricola, Solleone di Mario Cattadori & C. S.a.s., Tetra **Energia** S.R.L, Maurizio Balboni, Mario Beretta, Marcello Bertelli, Luigi Bollani, Lucia Bongiorno, Pietro Bottazzi, Manuel Bovina, Paolo Braghieri, Maria Brunelli, Michele Brunelli, Aldo Canetto, Massimo Capucci, Stefano Carli, Giuliano Carnevali, Sergio Casali, Mario Cattadori, Lia Cavagion, Claudio Cavicchi, Lara Cazzadore, Luigi Checchi, Maurizio Contini, Sandro Balacchi, Giordano Fabbri, Piergiorgio Fantuzzi, Daniele Donnini, Pietro Ferrari, Marco Finatti, Federica Foletti, Roberto Foletti, Edoardo Foppiani, Marisa Francia, Fabio

Gardini, Roberto Garuti, Tiziana Gaudenzi, Lorenzo Gavioli, Nicola Gherardi, Andrea Ghirardello, Giovanni Gioia, Pierluigi Govoni, Luciano Grechi, Valerio Guzzinati, Martin Kleinsasser, Gian Franco Lavezzi, Federico Lucchiari, Giovanni Maccaferri, Anna Maria Maltoni, Giuseppe Manfredi, Luca Mantovani, Nicola Marchesini, Adriano Mattoni, Anna Meola, Luca Minarelli, Paolo Montanari, Leda Morelli, Massimo Morigi, Luisa Olmi Maria, Alessandro Omicini, Fabrizio Ottolini, Nicola Padovani, Franco Paesani, Alessia Pancaldi, Sergio Parpanesi, Roberto Pastore, Sandro Pattaro, Gianfranco Rambelli, Renzo Rimondi, Giuseppe Rossi, Paolo Rossi, Uber Rossi, Stefano Roveggio, Vincenzo Sala, Giovanni Sancisi, Marino Sartoni, Remo Scaramagli, Adolfo Simonini, Massimo Sovrani, Giorgio Spina, Roberta Tedaldi, Ferruccio Tedeschi, Alberto Tosca, Samuele Veneziani, Gianluca Vertuani, Massimo Mario Zaghi, Giovanni Zangrandi, Gianni Zannoni, Alberto Zucchi, Gianluigi Zucchi, rappresentati e difesi dagli avvocati Federica Bitelli e Barbara Bitelli, con domicilio eletto in Milano, presso la Segreteria del T.A.R.

contro

Autorità per l'**energia** elettrica il gas ed il sistema idrico, rappresentato e difeso per legge dall'Avvocatura distrettuale dello Stato, domiciliata in Milano, Via Freguglia, 1

per l'annullamento

della deliberazione n. 618 del 19 dicembre 2013, avente ad oggetto la “*Definizione del valore dei prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 mw per i quali è consentito l'accesso al ritiro dedicato*”, nonché degli atti preparatori, presupposti, connessi e consequenziali.

Visti il ricorso e i relativi allegati;

Visto l'atto di costituzione in giudizio di AEEGSI;

Viste le memorie difensive;

Visti tutti gli atti della causa;

Relatore nell'udienza pubblica del giorno 29 giugno 2017 il dott. Angelo Fanizza e uditi per le parti i difensori come specificato nel verbale;

Ritenuto e considerato in fatto e diritto quanto segue.

FATTO

Con ricorso straordinario innanzi al Presidente della Repubblica, ritualmente trasposto in sede giurisdizionale a seguito di atto di opposizione notificato dall'AEEGSI in data 2.7.2014, gli odierni ricorrenti hanno impugnato la deliberazione n. 618 del 19 dicembre 2013, avente ad oggetto la *“Definizione del valore dei prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 mw per i quali è consentito l'accesso al ritiro dedicato”*, nonché gli atti preparatori, presupposti, connessi e conseguenti.

In particolare, i ricorrenti hanno premesso di essere *“coltivatori diretti o piccoli proprietari terrieri”*, i quali hanno *“installato impianti per la produzione di **energia** elettrica da fotovoltaico, prevedendo investimenti e confidando nella legislazione vigente”* (cfr. pag. 17).

In esito alla ricostruzione del quadro normativo e della disciplina sottesa all'impugnata deliberazione – relativi alla fissazione dei cc.dd. prezzi minimi garantiti (PMG) – hanno soggiunto che si sarebbero determinati *“margini di incertezza quanto al regime effettivamente applicabile, dando in ogni caso luogo ad una situazione penalizzante per i ricorrenti, che vedono comunque vanificato il loro investimento, in quanto i valori determinati non sono in alcun modo legati alle effettive condizioni di mercato e ai concreti costi di gestione”* (cfr. pag. 22).

A fondamento dell'impugnazione hanno proposto i seguenti motivi:

1°) violazione del D.lgs. 79/1999 e del D.lgs. 28/2011; eccesso di potere per contraddittorietà con i principi in materia di tutela del mercato

dell'**energia** elettrica, irragionevolezza.

I ricorrenti hanno dedotto che *“l'imposizione al produttore di un PMG teorico – definito in termini assoluti – che prescinda sia dalla sua libertà economica sia dalla sua capacità industriale/manageriale è incompatibile con la natura di attività autorizzata, quale quella di cui trattasi (peraltro portatrice di benefici in termini ambientali, di tutela del territorio e di sviluppo delle risorse marginali o residuali)”* (cfr. pag. 28); da ciò hanno inferito che *“il criterio più congruo si concretizza quindi, nella fattispecie, in un sistema di determinazione correlato e parametrato congiuntamente sia ai prezzi medi di mercato dell'**energia** elettrica sia ai reali costi di gestione, al fine altresì di garantire la sopravvivenza economica degli impianti di minore dimensione anche qualora i prezzi di mercato dovessero scendere effettivamente”* (cfr. pag. 29).

Un ulteriore profilo di illegittimità sarebbe, poi, ravvisabile nel fatto che *“i ricorrenti hanno dato inizio alla loro attività facendo riferimento ad un PMG di circa 106,00, che, via via, è stato diminuito fino al radicale abbattimento con la delibera impugnata”* (cfr. pag. 31).

2°) Violazione del DPR 244/2001 in relazione al difetto di motivazione del provvedimento impugnato.

Con tale motivo i ricorrenti hanno lamentato la lesione delle prerogative di partecipazione procedimentale, che sarebbero state garantite soltanto formalmente, mentre, di fatto, il rapporto del Politecnico di Milano, assunto quale base istruttoria, non sarebbe stato adeguatamente valutato neppure in esito ai rilievi formulati dalla maggior parte dei produttori.

3°) Violazione dell'art. 13, commi 3 e 4 del D.lgs. 387/2003, in combinato disposto con l'art. 1, comma 41 della legge 239/2004; eccesso di potere per difetto d'istruttoria e di motivazione, erroneità dei presupposti di fatto e diritto, irragionevolezza e illogicità manifeste.

Nel riprendere le argomentazioni sviluppate nei precedenti motivi di ricorso, con tale censura è stato dedotto che *“i PMG così individuati non sono in concreto idonei a soddisfare le esigenze che si sono ravvisate ovvero: garantire la copertura dei costi di gestione,*

garantire una minima remunerazione, nonché assicurare la sopravvivenza economica degli impianti più piccoli, quali quelli dei ricorrenti?” (cfr. pag. 33).

A ciò hanno soggiunto che il rapporto del Politecnico di Milano sarebbe fondato su dati non aggiornati, *“relativi ad un mercato estero, che non può ovviamente corrispondere pienamente alle condizioni del mercato nazionale”* (cfr. pag. 34), sostenendo tale assunto mediante il richiamo ad una perizia di parte dalla quale si evincerebbe che i costi di gestione *“reali ed effettivi, afferenti alle varie tipologie di impianto dei ricorrenti, siano nettamente superiori a quello espressi dal Politecnico (da un minimo di €. 71 €/kWp a un valore di €. 135 €/kWp)”* (cfr., ancora, pag. 34).

Il tutto dimostrerebbe, quindi, un irragionevole decremento dei prezzi minimi garantiti.

I ricorrenti hanno, inoltre, proposto:

A) questione di legittimità costituzionale dell’art. 1, comma 2 del DL 145/2003 in relazione agli artt. 3 e 41 della Costituzione.

A loro avviso non sarebbe chiaro *“a quali soggetti e con quali conseguenze debba applicarsi?”* la disposizione censurata, mentre sarebbe illegittima, per violazione dell’art. 3 della Costituzione, l’equiparazione tra i gestori di impianti incentivanti di potenza nominale tra i 100 kW e 1 MW, da un lato, e i gestori di impianti superiori a 1 MW, dall’altro, entrambi soggetti a una remunerazione basata sul prezzo orario zonale.

La lesione della libertà di iniziativa economica sarebbe, invece, sostanziata dal travisamento della *ratio* della disciplina sui PMG, ossia quella di incentivare le *“tecnologie di minore impatto ambientale e territoriale”* (cfr. pag. 24), con asseriti riflessi pregiudizievoli sulla tutela dell’ambiente costituzionalmente tutelata dall’art. 9 e con un sostanziale contrasto – rilevante ai sensi dell’art. 117, comma 1 della Costituzione – con l’obbligo del *“legislatore nazionale di adeguarsi alla normativa dell’Unione europea, che auspica l’introduzione di regimi finalizzati ad accrescere la produzione*

di fonti rinnovabili? (cfr. pag. 25).

B) questione di pregiudizialità comunitaria ai sensi dell'art. 267 TFUE.

I ricorrenti hanno dedotto che l'art. 13 del D.lgs. 387/2003 non riflettere le finalità previste dalla Direttiva 2001/77/CE – di cui la citata normativa costituisce attuazione – relativa alla promozione dell'**energia** elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Segnatamente, la diversità di sovvenzione delle fonti energetiche rinnovabili a livello nazionale riguarderebbe anche i *“regimi di sostegno diretto dei prezzi, garantendone il buon funzionamento, allo scopo di mantenere la fiducia degli investitori”*: obiettivi che neppure il DL 145/2013 avrebbe garantito, finendo per *“compromettere la fiducia negli agricoltori e quindi provocare l'effetto contrario, ovvero quello di disincentivare futuri investimenti nel settore e creare mancanza di affidamento sul regime giuridico”* (cfr. pag. 26).

I ricorrenti hanno, quindi, chiesto di rimettere al vaglio della Corte di Giustizia UE la questione *“se l'art. 11 (ex art. 6) del Trattato UE nonché gli artt. 107 e 108 (ex artt. 87 e 88) del Trattato ostino all'applicazione dell'art. 1, comma 2 del DL 145/2013, che introduce in via retroattiva modifiche di regimi incentivanti, tali da compromettere la fiducia degli investitori”* (cfr. pag. 27).

Si è costituita in giudizio l'AEEGSI (3.9.2014).

All'udienza in Camera di Consiglio dell'11.9.2014 i ricorrenti hanno rinunciato alla domanda di sospensione cautelare.

In vista della discussione del ricorso nel merito, fissata a seguito di istanza di prelievo per il 29 giugno 2017, le parti hanno depositato le rispettive memorie e repliche.

In particolare:

- nella memoria del 12.6.2016 i ricorrenti si sono riportati alle argomentazioni sviluppate nel ricorso introduttivo;
- nella memoria del 12.6.2016 l'Autorità resistente ha fatto riferimento ad alcune

pronunce della Sezione che hanno statuito la legittimità dell'impugnata deliberazione; nel merito hanno opposto che *“la riforma contempera due esigenze: da un lato, garantire una remunerazione minima, qualunque sia l'esito del mercato, a tali impianti di produzione che sfruttano risorse marginali o residuali, con un correlato beneficio in termini ambientali e di tutela del territorio; dall'altro, razionalizzare l'impatto dei prezzi minimi garantiti sulla componente tariffaria A3, a carico dell'intera collettività, in modo da definire una remunerazione parametrata ai costi di gestione di ogni tipo di impianto e differenziata per ciascuna fonte”* (cfr. pag. 9); che in sede istruttoria è stata prestata particolare attenzione ai dati relativi ai costi di gestione presso i produttori, che *“però sono stati confrontati con i dati autonomamente reperiti dal Politecnico e con la letteratura internazionale e nazionale”*, oltre al fatto che *“per definire i prezzi minimi garantiti per ciascuna fonte, l'Autorità, con lettera della Direzione Mercati in data 26 febbraio 2013, ha richiesto alle associazioni dei produttori di **energia** elettrica, l'invio dei dati più aggiornati relativi ai costi di esercizio e di combustibile per le diverse tipologie di impianti alimentati dalle fonti rinnovabili di piccola e media taglia, corredando tale invio con tutte le informazioni necessarie, come il numero di ore di funzionamento, i range di potenza utilizzati, le tecnologie impiantistiche considerate, nonché l'elenco dettagliato delle singole voci di costo contemplate nell'ambito dei costi di esercizio, di manutenzione e di combustibile”* (cfr. pag. 10); che, comunque, *“scopo dei prezzi minimi garantiti non è quello di assicurare la redditività di ciascun impianto da fonti rinnovabile, né di coprire a piè di lista i costi di gestione, ma quello di una remunerazione minima, qualunque sia l'esito del mercato, al fine di offrire una forma di tutela tale da assicurarne la sopravvivenza economica”* (cfr. pag. 15); si è, infine, motivatamente opposta all'eccezione di illegittimità costituzionale e alla questione pregiudiziale proposte dai ricorrenti;

- nella memoria di replica del 17.6.2017 i ricorrenti hanno ribadito la non manifesta infondatezza e la rilevanza delle questioni pregiudiziali sollevate.

All'udienza pubblica del 29 giugno 2017 la causa è stata trattenuta per la decisione.

DIRITTO

Il ricorso è infondato e va, pertanto, respinto.

Non sembrano inopportuni, anzitutto, alcuni cenni alla disciplina positiva.

Le disposizioni di cui all'art. 13, commi 3 e 4 del D.lgs. 387/2003 (*“Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”*) e all'art. 1, comma 41 della legge 239/2004 (*“Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia”*) hanno previsto, per determinate tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili, che i produttori possano, su domanda, essere ammessi a beneficiare del ritiro a prezzo amministrato dell'energia elettrica da parte del gestore di rete alla quale l'impianto è collegato (c.d. *“ritiro dedicato”*).

Come espressamente illustrato nella relazione tecnica alla deliberazione impugnata, tale modalità di ritiro *“non comprende incentivi ma solo semplificazioni derivanti dal fatto che il GSE riveste il ruolo di intermediatore commerciale tra i produttori e il sistema elettrico, con regole trasparenti ed uniformi su tutto il territorio nazionale. Nell'ambito del ritiro dedicato, il prezzo di ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE non è oggetto di negoziazione tra le parti, come avviene sul libero mercato, ma è definito dall'Autorità ed è pari al prezzo zonale orario che si forma sul Mercato del Giorno Prima (MGP), corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo produttore”* (cfr. pag. 2).

Le sopra citate disposizioni hanno, quindi, chiarito l'ambito dei poteri esercitati dall'Autorità in merito alla determinazione delle modalità per il ritiro, la quale ha adottato – dapprima – la deliberazione n. 34 del 23 febbraio 2005, rimasta in vigore fino al 31 dicembre 2007 e – successivamente – la deliberazione n. 280 del 6 novembre 2007, tuttora vigente.

Invero, sin dalla prima delle richiamate deliberazioni l'Autorità ha preso specificamente in considerazione gli impianti di dimensioni ridotte, alimentati da fonti rinnovabili e caratterizzati da produzioni annue limitate a pochi milioni di kWh, oltre che da elevati costi di esercizio. In favore di tali impianti sono stati

riconosciuti prezzi minimi garantiti di ritiro dell'**energia**, applicati in ragione di scaglioni progressivi di produzione.

La finalità dei prezzi minimi garantiti – secondo quanto si legge nel settimo “*considerato*” della deliberazione impugnata, e, a monte, nella relazione tecnica (cfr. pag. 3) – è duplice:

- 1) assicurare la “*sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni che sfruttano risorse marginali o residuali che, in quanto tali, non potrebbero essere altrimenti utilizzate*”;
- 2) “*garantire una remunerazione minima, qualunque sia l'andamento del mercato elettrico*”.

Sulla scorta di quanto previsto dall'art. 7.1 della deliberazione n. 280/07, nel testo attualmente vigente (a seguito delle modifiche introdotte dalla deliberazione del 17 aprile 2014, n. 179/2014/R/EFR), i prezzi minimi garantiti trovano applicazione:

- nel caso di impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 100 kW che accedono a strumenti incentivanti sull'**energia** elettrica prodotta, a carico delle tariffe elettriche;
- nel caso di impianti idroelettrici di potenza elettrica fino a 500 kW che accedono a strumenti incentivanti sull'**energia** elettrica prodotta, a carico delle tariffe elettriche;
- nel caso di impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW e di impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili di potenza attiva nominale fino a 1 MW, ad eccezione delle centrali ibride, che non accedono a strumenti incentivanti sull'**energia** elettrica prodotta, a carico delle tariffe elettriche.

Ciò precisato, occorre analizzare in quali termini la disciplina si è evoluta.

Mentre la deliberazione n. 34/05 prevedeva prezzi minimi garantiti indifferenziati, la deliberazione n. 280/07, in vigore dal 1° gennaio 2008, ha espressamente previsto che, con successivi provvedimenti, tali prezzi dovessero essere differenziati per fonte, allo scopo di tenere conto dei costi di gestione peculiari per ciascuna di esse (cfr. art. 7.1 dell'Allegato A alla deliberazione).

La medesima deliberazione ha, poi, previsto che i prezzi minimi garantiti siano riconosciuti, a richiesta del produttore, in alternativa rispetto ai prezzi zionali orari del mercato del giorno prima – MGP (art. 7.2); inoltre, qualora al termine di ciascun anno solare il prodotto tra i prezzi minimi garantiti e la quantità di **energia** elettrica ad essi riferita risulti inferiore al prodotto tra i prezzi di mercato e la stessa quantità di **energia**, il GSE riconosce, a congruaggio, i prezzi zionali orari di cui all'articolo 6 dell'Allegato A alla medesima deliberazione (art. 7.4): tutto ciò comporta che i prezzi minimi garantiti non possano mai tornare in danno del produttore di **energia**, poiché quest'ultimo ha sempre diritto a ottenere il congruaggio rispetto ai prezzi di mercato, se superiori.

Con la successiva deliberazione n. 103 del 28 luglio 2011 l'Autorità ha determinato i prezzi minimi garantiti differenziati per fonte, valevoli fino alla fine del 2013, e ciò sulla base di uno studio dei costi di gestione degli impianti, elaborato dal Politecnico di Milano; nella medesima deliberazione si è, altresì, previsto l'aggiornamento annuale dei prezzi minimi, per gli anni 2012 e 2013, in base all'indice ISTAT, nonché il mantenimento di un prezzo minimo garantito di base non correlato ai costi di gestione, pari a 76,2 €/MWh.

Nondimeno, prospettandosi la necessità di un nuovo aggiornamento dei PMG, l'Autorità ha sondato le associazioni dei produttori di **energia** elettrica al fine di ottenere i dati aggiornati sui costi relativi agli impianti di taglia piccola e media alimentati dalle diverse tipologie di fonti rinnovabili: una volta acquisiti tali dati, li ha trasmessi al Dipartimento **energia** del Politecnico di Milano, il tutto al fine di provvedere ad una proposta di analisi sia dei costi medi di produzione dell'**energia** elettrica dalle fonti idrica, eolica, solare, biomasse e biogas tramite impianti di potenza fino a 1 MW (con particolare riferimento ai costi di esercizio e di combustibile, ove presenti), sia degli scaglioni progressivi che potrebbero essere definiti al fine di garantire, per ciascuna fonte, la copertura dei costi di esercizio e

dei costi di combustibile (ove presenti).

Si tratta di evidenze istruttorie chiare e incontestabili (cfr. pag. 9 del documento per la consultazione del 31 ottobre 2013, n. 486).

In sede di consultazione si è, peraltro, ipotizzato di partire “*dai costi di gestione delle singole tipologie e fonti, come individuati nel Rapporto del Politecnico e applicando a essi una maggiorazione pari all’8% (pari al valore della maggiorazione utilizzata ai fini della definizione dei prezzi minimi garantiti già previsti dalla deliberazione ARG/elt 103/11) necessaria al fine di tenere conto delle oscillazioni dei costi di gestione effettivi rispetto a quelli medi assunti come riferimento nel medesimo Rapporto*” (pag. 10 del citato documento di consultazione), e, infine, si è provveduto ad emettere l’impugnata deliberazione, in cui si è prevista – con decorrenza dal 1° gennaio 2014 – l’eliminazione del prezzo minimo garantito di base correlato ai prezzi medi di mercato dell’**energia** elettrica nell’anno in cui viene effettuata la ridefinizione, “*poiché tale prezzo non è rappresentativo dei costi di gestione*”.

La fissazione dei valori dei prezzi minimi garantiti è stata, poi, stabilita partendo dai costi di gestione delle singole tipologie e fonti, come individuati nel Rapporto 2013 del Politecnico e applicando a essi, fino a successiva ridefinizione, una maggiorazione pari al 10%” (invece che l’8%: quindi migliorativa rispetto alle proposte avanzate in sede di consultazione), e ciò allo scopo di “*accogliere parzialmente le osservazioni pervenute nel processo di consultazione relative alla maggiorazione necessaria al fine di garantire un’adeguata remunerazione e di tenere conto di possibili differenze tra i costi di gestione effettivi e quelli medi assunti come riferimento nel Rapporto 2013 del Politecnico, tenendo conto delle particolari condizioni congiunturali del momento che aumentano l’errore che si può commettere nel definire un costo medio rappresentativo*” (cfr. il nono “*ritenuto*” della deliberazione).

Per completezza deve, infine, aggiungersi che successivamente alla deliberazione n. 618/2013/R/EFR è intervenuto il DL 145/2013, convertito, con modificazioni,

dalla legge 9/2014, che, all'art. 1, comma 2 ha stabilito 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'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e dell'articolo 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, ad eccezione dell'**energia** elettrica immessa da impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 100 kW e da impianti idroelettrici di potenza elettrica fino a 500 kW”. Dunque, per gli impianti rientranti nelle tipologie indicate dalla nuova previsione legislativa, l'effetto della disposizione equivale alla non applicazione di alcun prezzo minimo garantito, posto che – come sopra detto – l'Allegato A alla deliberazione n. 280/07 già prevedeva, all'art. 7, l'applicazione del prezzo zonale orario, ove più favorevole.

L'Autorità è quindi nuovamente intervenuta con la deliberazione n. 179 del 17 aprile 2014 allo scopo di recepire la modifica normativa, ridefinendo l'ambito di applicazione dei prezzi minimi garantiti e sostituendo l'art. 7.1 della deliberazione n. 280/07 (recante l'indicazione degli impianti ai quali si applicano i prezzi minimi garantiti).

Con il primo motivo di ricorso si è censurata la legittimità dell'impugnata deliberazione per violazione dell'art. 1, comma 1 del D.lgs. 79/1999 (in cui si prevede che “le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di **energia** elettrica sono libere nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico contenuti nelle disposizioni del presente decreto. Le attività di trasmissione e dispacciamento sono riservate allo Stato ed attribuite in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 3. L'attività di distribuzione dell'**energia** elettrica è svolta in regime di concessione rilasciata dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato”), e ciò in relazione al fatto che non sarebbe “compatibile con la natura dell'attività svolta la determinazione autoritativa dei PMG per l'**energia** ritirata come prodotta da impianti che accedono a incentivazioni a carico

delle tariffe elettriche a prescindere da criteri di congruità rispetto ai reali costi di gestione e alle reali condizioni di mercato” (cfr. pag. 29).

Tale motivo può essere esaminato congiuntamente al terzo, con il quale si è, invece, lamentato il difetto d’istruttoria e di motivazione connesso alla mancata considerazione dei “*dati oggettivi e reali legati al mercato entro cui operano i destinatari di tali misure*” (cfr. pag. 33).

Ad avviso del Collegio entrambe le censure sottendono una travisata impostazione del fondamento della disciplina avversata.

Il regime dei prezzi minimi garantiti è stato introdotto dall’Autorità con la deliberazione 34/2005 (“*Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell’**energia** elettrica di cui all’articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e al comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239*”) al fine di garantire la copertura dei costi di gestione (non anche dei costi di investimento) degli impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 1 MW e degli impianti di potenza nominale elettrica fino a 1 MW alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte idrica, il tutto per assicurare anche ai piccoli impianti (che sfruttano risorse rinnovabili residuali e marginali) la copertura, in condizioni di economicità e redditività, dei costi di gestione, che, per tali impianti, risultano particolarmente alti.

Come si è illustrato in precedenza, tale processo di riforma ha reso necessaria una lunga gestazione, incentrata sulla ricerca di un soddisfacente allineamento dei prezzi minimi garantiti ai costi effettivi di gestione, avviata con la deliberazione n. 280/2007, nella quale, in particolare, si è reputata necessaria la differenziazione per fonte dei prezzi minimi garantiti al “*fine di tenere conto delle peculiarità dei costi di gestione per le singole fonti rinnovabili che non potevano essere considerate nella definizione di prezzi minimi garantiti medi uguali per tutte le fonti rinnovabili*”.

In tale provvedimento si è, inoltre, preso atto che “*occorre ridefinire le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dedicato tenendo conto della completa apertura e del nuovo*

assetto del mercato elettrico, del fatto che il ritiro dedicato è una modalità di ritiro dell'**energia** elettrica alternativa rispetto al libero mercato, a cui i produttori possono comunque accedere direttamente o tramite un grossista, e che il ritiro dedicato debba prevedere semplificazioni e non anche incentivi per i produttori?"; si è, pertanto, previsto che "il ritiro dedicato, al fine di garantire maggiori certezze e semplicità nelle procedure ai produttori, debba essere effettuato da un unico soggetto intermediario a livello nazionale e che i grossisti possano comunque rappresentare i produttori ai fini della gestione del rapporto con il GSE", nonché tale ritiro sia improntato al prezzo di vendita zonale, motivatamente ritenuto congruente alle condizioni economiche di mercato.

Nella successiva deliberazione n. 103/2011 ("Definizione del valore dei prezzi minimi garantiti, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'**energia** elettrica e il gas 6 novembre 2007, n. 280/07"), l'evoluzione della disciplina è proseguita, essendosi ribadito, quale obiettivo strategico, la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni, ma essendosi pure specificato che i PMG, in quanto parametrati sui soli costi di gestione delle infrastrutture produttive, "sono soggetti a variabilità nel tempo".

Nella deliberazione n. 618/2013, infine, si è preso atto che "le variazioni dei prezzi minimi garantiti, rispetto a quelli attualmente vigenti, non sono unicamente imputabili alle variazioni dei costi di gestione nel frattempo intervenute ma anche – e soprattutto – al completo allineamento ai costi effettivi di gestione" (cfr. pag. 8); conseguentemente l'Autorità si è proposta di "completare l'allineamento dei prezzi minimi garantiti ai costi effettivi di gestione differenziati per fonte, portando a compimento il percorso già avviato con la deliberazione 280/07 e parzialmente sviluppato con la deliberazione ARG7elt 103/11" (cfr. pagg. 8 e 9), risolvendosi ad eliminare il prezzo minimo garantito di base, in quanto non rappresentativo dei costi di gestione.

Una scelta assunta sulla consapevolezza che "i nuovi valori dei prezzi minimi garantiti, per alcune fonti e scaglioni, siano inferiori rispetto a quelli oggi vigenti, essendo questi ultimi

allineati al prezzo medio di mercato dell'energia elettrica di tre anni fa e non ai costi di gestione” (cfr., ancora, pag. 9).

Pertanto, è infondato sostenere che la determinazione dei prezzi minimi garantiti per il ritiro dedicato – quindi un atto amministrativo generale di indubbia finalità regolatoria – avrebbe dovuto tradursi in una sorta di procedura di rimborso dei costi di gestione dichiarati da ciascun produttore, perché in tal caso l'Autorità sarebbe stata spossessata della propria funzione istituzionale, si sarebbe smarrito il senso della riforma e il GSE si sarebbe dovuto limitare a compiti meramente esecutivi.

Del resto, gli interventi regolatori basati sulla copertura dei costi dei gestori operano correttamente con riferimento a costi standard, calcolati sulla base di criteri di efficienza, e non possono invece tradursi in un mero e automatico riconoscimento dei costi effettivamente sostenuti, poiché il sistema regolatorio è rivolto a premiare l'efficienza della gestione, evitando che errori, sprechi ed altre inefficienze gestionali siano poste a carico dell'utenza attraverso i meccanismi tariffari (cfr. TAR Lombardia – Milano, 26 marzo 2014, n. 779; id., 15 maggio 2014, n. 1274).

Parimenti infondato è il secondo motivo, che analizza profili ampliati anche nel terzo, con cui si è dedotta l'inattendibilità del rapporto del Politecnico di Milano e, più in generale, l'illegittimità del procedimento che ha condotto all'emissione dell'impugnata deliberazione.

In prima battuta, occorre considerare che ai fini della quantificazione dei prezzi minimi garantiti differenziati per fonte, l'Autorità, con lettera della Direzione Mercati del 26.2.2013, ha chiesto alle associazioni dei produttori di energia elettrica di inviare (entro il 30.4.2013) i “*dati più aggiornati relativi ai costi di esercizio e di combustibile per le diverse tipologie di impianti alimentati dalle fonti rinnovabili di piccola e media taglia*”, unitamente a “*tutte le ipotesi di calcolo adottate e dalle informazioni*

necessarie per la determinazione dei medesimi, quali, a solo titolo di esempio, il numero di ore di funzionamento, i range di potenza utilizzati, le tecnologie impiantistiche considerate, nonché l'elenco dettagliato delle singole voci di costo contemplate nell'ambito dei costi di esercizio, di manutenzione e di combustibile”.

I dati richiesti sono stati forniti da diverse associazioni (Assoelettrica, Anev, Assorinnovabili, Federpern e Federutility): circostanza non contestata ai sensi dell'art. 64, comma 4 del codice del processo amministrativo.

I ricorrenti, poi, non hanno allegato alcun argomento – se non assai generico – per confutare le conclusioni cui è pervenuto il Politecnico di Milano, il quale ha messo in rilievo le notevoli differenze riscontrabili tra gli impianti per ciò che attiene alla localizzazione, alle modalità di gestione e alla disponibilità della fonte primaria, le quali *“hanno una forte influenza sui costi di generazione che in molti casi causano incrementi di costo considerevoli rispetto alle situazioni più favorevoli”*. Al riguardo, si è affermato peraltro che *“i costi minimi riportati nel presente rapporto non sono da attribuire a situazioni eccezionali legate a condizioni estremamente favorevoli, ma sono solo la conseguenza di scelte di localizzazione e di investimento oculate e di buone pratiche di gestione; gli impianti che presentano i più bassi costi di generazione sono quindi da considerarsi un campione rappresentativo nel panorama italiano e pertanto si ritiene che analoghi risultati siano effettivamente conseguibili a livello generalizzato”* (cfr. pag. 76).

I costi medi – posti alla base della determinazione regolatoria, ma con l'incremento del 10% – sono stati, quindi, rilevati sulla base della considerazione di situazioni di gestione efficiente, tenendo conto di possibili scostamenti dai costi medi assunti nello studio del Politecnico allo specifico fine di colmare il margine di errore attribuibile alle particolari condizioni congiunturali.

Si tratta di valutazioni già espresse dalla Sezione in specifici precedenti (cfr. 3 luglio 2015, n. 1534), logiche, congrue e immuni da irragionevolezza, posto che i prezzi minimi garantiti perseguono l'interesse pubblico volto ad assicurare la

sopravvivenza degli impianti laddove tale condizione non sia garantita dall'applicazione dei prezzi di mercato.

Infine, sono rispettivamente manifestamente infondata e priva di rilevanza la questione di legittimità costituzionale e la questione di pregiudizialità comunitaria.

In merito alla prima, i ricorrenti hanno censurato la disposizione di cui all'art. 1, comma 2 del DL 145/2013, che nella versione definitiva di cui alla legge di conversione n. 9/2014 ha previsto 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'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e dell'articolo 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, ad eccezione dell'energia elettrica immessa da impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 100 kW e da impianti idroelettrici di potenza elettrica fino a 500 kW”*.

Occorre premettere che l'intero impianto normativo, entrato in vigore dopo l'adozione della deliberazione impugnata, è stato esaminato nella (altrettanto successiva) deliberazione n. 179 del 17 aprile 2014, rimasta invece inoppugnata.

In particolare, la disposizione censurata si inquadra in un processo di valutazione prospettica del regime amministrativo dei PMG, che però – come nella stessa deliberazione n. 179 si è chiaramente ribadito – resta saldamente incentrato sul principio cardine della deliberazione n. 618/2013, ossia che il prezzo minimo garantito è correlato soltanto ai costi di gestione e non *“all'andamento dei mercati dell'energia elettrica”*.

Si tratta, ad avviso del Collegio, di un punto fermo che garantisce una tutela per gli impianti di produzione di energia elettrica da risorse rinnovabili marginali o residuali (nel cui novero sono ascrivibili quelli dei ricorrenti), e ciò mediante una *“forte riduzione”*, nella misura di circa il 75%, dell'impatto sulla componente A3, cioè

dell'onere generale di sistema che è finalizzato a promuovere la produzione di **energia** da fonti rinnovabili e assimilate mediante un incentivo rappresentato da una remunerazione certa per l'**energia** prodotta.

Avverso il consolidato principio di base i ricorrenti hanno, invece, infondatamente sostenuto che la liberalizzazione dell'attività di produzione avrebbe dovuto tradursi (*recte*: trasmodare) nell'autodeterminazione dei prezzi destinati a congruagliare il ritiro dedicato, facendo discendere, da tale errato presupposto, la violazione del principio di libertà di iniziativa economica privata e, con un salto logico, una lesione dei beni giuridici dell'Ambiente che sarebbe direttamente dipendente dalla frustrazione che la censurata disciplina avrebbe inferto allo sviluppo delle energie rinnovabili.

Dunque è persuasivo l'argomento della difesa erariale, la quale ha opposto che “*il decreto legge n. 145/2013 è intervenuto quando la riforma dei prezzi minimi garantiti era già stata adottata dall'Autorità, con delibera 618/2013, indipendentemente, quindi, dalla norma di legge, che è stata recepita con delibera 179/2014, non oggetto della presente controversia*” e che, comunque, “*l'applicazione dei prezzi minimi garantiti ha sempre avuto la funzione di garantire una remunerazione minima ai produttori, ma non certo di assicurare la remunerazione di mercato, a qualunque costo, come preteso dalle ricorrenti*” (cfr. pag. 16 della memoria del 12.6.2016).

Quanto all'ammissibilità del richiesto rinvio pregiudiziale, va premesso che – conformemente al disposto dell'art. 267 TFUE – è possibile sottoporre alla Corte di Giustizia UE una domanda di pronuncia pregiudiziale relativa all'interpretazione di una norma del diritto dell'Unione qualora il giudice *a quo* lo ritenga necessario ai fini della soluzione della controversia ad esso sottoposta.

Nella specie è stata presa in esame la compatibilità comunitaria del prima citato art. 1, comma 2 del DL 145/2013, la cui applicazione è stata profilata in contrasto con gli artt. 11 (secondo cui “*le esigenze connesse con la tutela dell'ambiente devono essere*

integrate nella definizione e nell'attuazione delle politiche e azioni dell'Unione, in particolare nella prospettiva di promuovere lo sviluppo sostenibile”), 107 e 108 del Trattato UE (disposizioni regolanti la disciplina sugli aiuti di Stato), giungendosi ad affermare che il regime incentivante sarebbe stato modificato in via retroattiva compromettendo “la fiducia degli investitori” (cfr, pag. 27).

Sul punto, la Direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23.4.2009 (*“Promozione dell’uso dell’**energia** da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE”*), attuata con il D.lgs. 28/2011, ha, però, precisato che *“per il corretto funzionamento dei regimi di sostegno nazionali è essenziale che gli Stati membri possano controllare gli effetti e i costi dei rispettivi regimi in funzione dei loro diversi potenziali. Uno strumento importante per raggiungere l’obiettivo fissato dalla presente direttiva consiste nel garantire il corretto funzionamento dei regimi di sostegno nazionali, come previsto dalla direttiva 2001/77/CE, al fine di mantenere la fiducia degli investitori e permettere agli Stati membri di elaborare misure nazionali efficaci per conformarsi al suddetto obiettivo”*: si tratta del venticinquesimo *“considerando”*, che i ricorrenti hanno riportato in modo frammentario e travisato, il quale è perfettamente congruo alla peculiare disciplina di (ponderata) protezione cui mira il ritiro dedicato.

Non si ravvisano, perciò, gli estremi per ritenere che la disposizione censurata integri una violazione grave e manifesta del diritto comunitario.

In conclusione, il ricorso va respinto.

Le spese processuali seguono la soccombenza e vengono quantificate, ai sensi del DM 55/2014 e tenuto conto del numero dei ricorrenti (150), in €. 7.500,00, oltre accessori, che gli stessi ricorrenti dovranno corrispondere all’AEEGSI.

P.Q.M.

il Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia (Sezione Seconda), definitivamente pronunciando sul ricorso, come in epigrafe proposto, lo respinge.

Condanna i ricorrenti al pagamento delle spese processuali, che liquida in €. 7.500,00, oltre accessori, in favore dell'Autorità per l'**energia** elettrica il gas ed il sistema idrico.

Ordina che la presente sentenza sia eseguita dall'autorità amministrativa.

Così deciso in Milano nella camera di consiglio del giorno 29 giugno 2017 con l'intervento dei magistrati:

Mario Mosconi, Presidente

Antonio De Vita, Consigliere

Angelo Fanizza, Primo Referendario, Estensore

L'ESTENSORE
Angelo Fanizza

IL PRESIDENTE
Mario Mosconi

IL SEGRETARIO

•