

**Testo coordinato con le integrazioni e modifiche apportate dalla deliberazione 66/2020/R/eel**

**DELIBERAZIONE 6 NOVEMBRE 2018  
558/2018/R/EFR**

**DEFINIZIONE DELLA REMUNERAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA E TERMICA  
PRODOTTA DA FONTI RINNOVABILI NELLE ISOLE NON INTERCONNESSE**

## **L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE**

Nella 1040<sup>a</sup> riunione del 6 novembre 2018

### **VISTI:**

- la direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009;
- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (di seguito: direttiva 2009/72/CE);
- il Regolamento (UE) 651/2014 della Commissione europea, del 17 giugno 2014;
- la comunicazione della Commissione europea, 2014/C 200/01, recante "Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020";
- la legge 9 gennaio 1991, n. 10 (di seguito: legge 10/91);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, come convertito dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9 (di seguito: decreto-legge 145/13);
- il decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 116 (di seguito: decreto-legge 91/14);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387;
- il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115;
- il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (di seguito: decreto legislativo 28/11);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 5 luglio 2012 (di seguito: decreto interministeriale 5 luglio 2012);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, 6 luglio 2012 (di seguito: decreto interministeriale 6 luglio 2012);

- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 31 gennaio 2014 (di seguito: decreto ministeriale 31 gennaio 2014);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 24 dicembre 2014 (di seguito: decreto ministeriale 24 dicembre 2014);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, 16 febbraio 2016 (di seguito: decreto interministeriale 16 febbraio 2016);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e con il Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, 23 giugno 2016 (di seguito: decreto interministeriale 23 giugno 2016);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 14 febbraio 2017 (di seguito: decreto ministeriale 14 febbraio 2017);
- la deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, 111/06, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, 280/07 (di seguito: deliberazione 280/07), e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 7 luglio 2009, ARG/elt 89/09, e il relativo Allegato A;
- la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato *Settlement* o TIS);
- la deliberazione dell'Autorità 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel;
- la deliberazione dell'Autorità 2 agosto 2012, 343/2012/R/efr;
- la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2012, 570/2012/R/efr, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Scambio sul Posto o TISP);
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo o TISSPC);
- la deliberazione dell'Autorità 20 novembre 2014, 574/2014/R/eel (di seguito: deliberazione 574/2014/R/eel);
- la deliberazione dell'Autorità 2 dicembre 2015, 583/2015/R/com, e il relativo Allegato A (di seguito: Testo Integrato WACC o TIWACC);
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel, e, in particolare, i relativi Allegato A (di seguito: Testo Integrato Trasporto o TIT) e Allegato B (di seguito: Testo Integrato Misura Elettrica o TIME);
- la deliberazione dell'Autorità 14 luglio 2016, 404/2016/R/efr, e il relativo Allegato A;
- il parere dell'Autorità 10 novembre 2016, 652/2016/I/efr (di seguito: parere 652/2016/I/efr);
- la deliberazione dell'Autorità 9 marzo 2017, 128/2017/R/eel (di seguito: deliberazione 128/2017/R/eel);
- il Testo Integrato Connessioni Attive (di seguito: TICA), da ultimo modificato dalla deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2017, 581/2017/R/eel;

- la deliberazione dell’Autorità 7 settembre 2017, 614/2017/R/efr (di seguito: deliberazione 614/2017/R/efr);
- la deliberazione dell’Autorità 9 ottobre 2018, 498/2018/R/com (di seguito: deliberazione 498/2018/R/com);
- il documento per la consultazione dell’Autorità 4 dicembre 2014, 598/2014/R/eel;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 2 marzo 2018, 115/2018/R/efr (di seguito: documento per la consultazione 115/2018/R/efr), e il relativo Allegato A recante lo studio “*Valutazioni sui costi e sulla possibile remunerazione degli interventi per consentire la progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili, ai fini dell’attuazione del DM 14.02.2017*” (di seguito: studio RSE), elaborato dalla società Ricerca sul Sistema Energetico S.p.a. (di seguito: RSE), nonché le relative osservazioni pervenute;
- il documento per la consultazione dell’Autorità 6 novembre 2018, 557/2018/R/com (di seguito: documento per la consultazione 557/2018/R/com);
- la Norma del Comitato Elettrotecnico Italiano CEI 0-16;
- la Norma del Comitato Elettrotecnico Italiano CEI 0-21;
- la Guida del Comitato Elettrotecnico Italiano CEI 82-25 (di seguito: Guida CEI 82-25).

**CONSIDERATO CHE:**

- l’articolo 24, comma 5, del decreto legislativo 28/11 prevede che “*con decreti del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare e, per i profili di competenza, con il Ministro delle politiche agricole e forestali, sentite l’Autorità per l’energia elettrica e il gas e la Conferenza unificata, [...] sono definite le modalità per l’attuazione dei sistemi di incentivazione*” relativi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- l’articolo 1, comma 6-octies, del decreto-legge 145/13 prevede che, con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e sentita l’Autorità, siano individuate le “*disposizioni per un processo di progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili, gli obiettivi temporali e le modalità di sostegno degli investimenti anche attraverso la componente tariffaria UC4*”;
- l’articolo 28 del decreto-legge 91/14 prevede che, nelle more dell’attuazione di quanto richiamato al precedente alinea, l’Autorità “*adotti una revisione della regolazione dei sistemi elettrici integrati insulari di cui all’articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, che sia basata esclusivamente su criteri di costi efficienti e che sia di stimolo all’efficienza energetica nelle attività di distribuzione e consumo finale di energia, anche valutando soluzioni alternative alle esistenti che migliorino la sostenibilità economica ed ambientale del servizio*”;
- il Ministro dello Sviluppo Economico, a seguito del parere 652/2016/I/efr dell’Autorità, con il decreto ministeriale 14 febbraio 2017 ha definito le disposizioni per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole non

interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili; per ciascuna delle predette isole, l'Allegato 1 al medesimo decreto individua obiettivi minimi di sviluppo delle fonti rinnovabili da raggiungere entro il 31 dicembre 2020 in relazione a:

- a) installazione, presso utenze domestiche e non domestiche, di sistemi con pannelli solari termici per la copertura dei consumi di acqua calda o per il *solar cooling*. Concorre a tale obiettivo anche l'installazione, esclusivamente in sostituzione di scaldacqua elettrici, di pompe di calore dedicate alla sola produzione di acqua calda sanitaria;
- b) installazione di impianti di produzione di energia elettrica collegati alla rete elettrica isolana, alimentati dalle fonti rinnovabili disponibili localmente. I predetti impianti di produzione possono essere asserviti a specifiche utenze, ivi inclusa la ricarica di veicoli elettrici, con immissione parziale nella rete elettrica, ovvero possono immettere in rete tutta l'energia elettrica prodotta.

Gli interventi possono essere eseguiti dai gestori delle reti elettriche delle singole isole (di seguito: gestori di rete isolani) ovvero da soggetti terzi;

- il decreto ministeriale 14 febbraio 2017, al fine di raggiungere gli obiettivi indicati:
  - a) definisce (articolo 3 e Allegato 2) i requisiti che devono possedere gli impianti per accedere alle nuove forme di remunerazione di cui al decreto stesso, nonché le modalità per l'effettuazione dei conseguenti controlli assegnati al Gestore dei Servizi Energetici S.p.a. (di seguito: GSE) richiamando, allo scopo, il decreto ministeriale 31 gennaio 2014;
  - b) assegna all'Autorità il compito di definire le modalità di remunerazione degli interventi e di utilizzo dell'energia prodotta (articolo 4) nel rispetto dei principi ivi richiamati;
  - c) promuove l'ammodernamento delle reti elettriche isolate (articolo 5);
  - d) promuove la realizzazione di almeno due progetti integrati innovativi che, nel rispetto delle condizioni di sicurezza e continuità del servizio, consentano, entro il 31 dicembre 2020, di ridurre la produzione elettrica annua convenzionale secondo i termini indicati nel medesimo decreto (articolo 6);
  - e) definisce le condizioni per eventuali cumulabilità degli incentivi (articolo 7);
  - f) definisce, nel caso dell'installazione di impianti solari fotovoltaici e termici, semplificazioni autorizzative qualora i medesimi impianti siano installati aderenti o integrati nei tetti degli edifici, con la stessa inclinazione e lo stesso orientamento della falda e i cui componenti non modificano la sagoma degli edifici stessi (articolo 8);
- l'articolo 8, comma 1, del decreto ministeriale 14 febbraio 2017, prevede che il Ministero dello Sviluppo Economico, sentita Terna S.p.a. per quanto di propria competenza, provveda, per l'insieme delle isole non interconnesse di cui al medesimo decreto, a richiedere alla Commissione Europea la deroga prevista dall'articolo 44 della direttiva 2009/72/CE;
- l'articolo 44 della direttiva 2009/72/CE prevede la possibilità, per gli Stati membri, di:
  - *“dimostrare l'esistenza di seri problemi per la gestione dei loro piccoli sistemi isolati”*;

- *“chiedere alla Commissione deroghe alle pertinenti disposizioni dei capi IV, VI, VII e VIII, nonché del capi III, [della medesima direttiva, recanti, rispettivamente, Gestione del sistema di trasmissione, Gestione del sistema di distribuzione, Separazione e trasparenza della contabilità, Organizzazione dell’accesso al sistema e Generazione] nel caso dei microsistemi isolati, per quanto riguarda il rinnovamento, il potenziamento e espandere la capacità esistente”;*
- l’ammissione alle deroghe di cui all’articolo 44 della direttiva 2009/72/CE per tutte le isole non interconnesse consentirebbe, 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 ove non diversamente previsto. Tali deroghe non escluderebbero la presenza di produttori terzi;
- attualmente, nelle isole non interconnesse il servizio elettrico è, nei fatti, gestito con due diverse modalità: su alcune isole operano le Imprese Elettriche Minori verticalmente integrate di cui all’articolo 7 della legge 10/91, mentre nelle rimanenti operano soggetti distinti per le attività di distribuzione (e-distribuzione S.p.a.), di produzione (prevalentemente Enel Produzione S.p.a.) e di vendita;
- con riferimento alla remunerazione spettante ai produttori di energia elettrica o termica, nelle more dell’implementazione delle disposizioni previste dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017, anche nelle isole non interconnesse trova applicazione la regolazione e la normativa nazionale;
- il decreto ministeriale 14 febbraio 2017 prevede che, nel caso di impianti di produzione di energia elettrica, la nuova remunerazione:
  - spetti solo all’energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio a seguito della data di entrata in vigore della deliberazione recante i valori della remunerazione stessa, compresi i potenziamenti e le riattivazioni, purché rispettino i requisiti di cui all’Allegato 2 al decreto medesimo;
  - non trovi applicazione per gli impianti realizzati ai fini del rispetto dell’obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti (stabilito dall’articolo 11 del decreto legislativo 28/11);
  - nel caso in cui un’isola venga interconnessa alla rete elettrica nazionale, venga riconosciuta limitatamente agli impianti che entrano in esercizio entro due anni dalla data dell’interconnessione;
- il decreto ministeriale 14 febbraio 2017 prevede che, nel caso di impianti di produzione di energia termica, la nuova remunerazione spetti:
  - all’energia termica prodotta da pannelli solari termici utilizzata per la copertura dei consumi di acqua calda sanitaria e per il *solar cooling* entrati in esercizio a seguito della data di entrata in vigore della deliberazione recante i valori della remunerazione stessa, purché rispettino i requisiti di cui all’Allegato 2 al decreto medesimo;

- alle pompe di calore dedicate alla sola produzione di acqua calda sanitaria entrate in esercizio a seguito della data di entrata in vigore della deliberazione recante i valori della remunerazione stessa, purché rispettino i requisiti di cui all'Allegato 2 al decreto medesimo;
- il decreto ministeriale 14 febbraio 2017 ha assegnato all'Autorità molteplici compiti, di seguito riportati:
  1. la puntualizzazione dei requisiti che gli impianti di produzione di energia elettrica devono rispettare per poter accedere alla remunerazione prevista dal medesimo decreto ministeriale (articolo 3), pur riportando già una serie di disposizioni (Allegato 2) nonché il generale riferimento alle disposizioni di cui ai decreti ministeriali 5 luglio 2012 (in relazione agli impianti fotovoltaici) e 23 giugno 2016 (in relazione agli altri impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili); non è invece previsto che l'Autorità puntualizzi i requisiti che gli impianti di produzione di energia termica devono rispettare per poter accedere alla remunerazione prevista dal medesimo decreto ministeriale, essendo questi già in esso riportati (Allegato 2);
  2. la definizione della remunerazione degli interventi e dell'energia prodotta da fonti rinnovabili (articolo 4, comma 1) nel rispetto dei criteri di seguito riportati:
    - a) energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e immessa in rete: per ogni kWh prodotto e immesso in rete, la remunerazione, anche differenziata per ciascuna isola e tipologia di intervento, comprensiva del valore dell'energia per le sole produzioni realizzate da soggetti diversi dai gestori di rete, è riconosciuta dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, ed è commisurata al costo del combustibile risparmiato per il minor consumo di energia elettrica efficientemente prodotta (di seguito: costo evitato efficiente);
    - b) energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e autoconsumata: per ogni kWh prodotto e autoconsumato, dalla data di entrata in esercizio dell'impianto è riconosciuta una remunerazione, aggiuntiva al valore dell'energia autoconsumata, che tiene conto di quanto riportato alla precedente lettera a);
    - c) energia termica prodotta da pannelli solari termici utilizzata per la copertura dei consumi di acqua calda e per il *solar cooling*: per ogni metro quadrato in esercizio, la remunerazione è riconosciuta al titolare dell'impianto dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, ed è commisurata al costo evitato efficiente. A tale fine, si assume che ogni metro quadrato di pannello generi energia termica pari a 600 kWh/anno, corrispondenti a pari risparmio di energia elettrica;
    - d) in tutti i casi sopra riportati, occorre definire un valore minimo della remunerazione, comunque riconosciuto a prescindere dal costo del combustibile risparmiato per il minor consumo di energia elettrica efficientemente prodotta, nonché un valore massimo prescindente dal

- medesimo costo del combustibile risparmiato. Tali valori minimo e massimo possono essere differenziati per fonte e/o tecnologia;
- e) nel caso delle pompe di calore dedicate alla sola produzione di acqua calda sanitaria in sostituzione di scaldacqua elettrici (di seguito: pompe di calore), la remunerazione è erogata in un'unica soluzione, ed è pari al 50% della spesa sostenuta per l'acquisto, nel limite massimo di 500 € per prodotti con capacità inferiore o uguale a 150 litri e di 850 € per prodotti con capacità superiore ai 150 litri;
  - f) la remunerazione è definita in modo da consentire la programmazione economica degli investimenti e risponde a obiettivi di efficiente uso delle risorse;
3. la definizione di ogni altro aspetto necessario per il funzionamento dei meccanismi previsti dal medesimo decreto ministeriale (articolo 4, comma 2), e in particolare:
- a) ove occorra, le caratteristiche dei sistemi di misura dell'energia elettrica e le caratteristiche dei sistemi di protezione di interfaccia ai fini della prestazione dei servizi e delle protezioni necessarie per assicurare la sicurezza e la continuità del servizio elettrico;
  - b) salve le esigenze di sicurezza del sistema elettrico isolano, le modalità con le quali il gestore di rete, con riferimento agli impianti realizzati da terzi, provvede alla connessione alla rete e al ritiro dell'energia elettrica prodotta, e, in tutti i casi, assicura l'utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica da fonti rinnovabili immessa in rete, anche ricorrendo all'integrazione di sistemi di accumulo, nel rispetto dei principi di economicità ed efficienza;
  - c) le modalità di erogazione del servizio di scambio sul posto per gli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili realizzati ai fini del rispetto delle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo 28/11, mediante lo scambio fisico tra il produttore e il gestore di rete, compensabile su base triennale;
  - d) con riferimento agli impianti di produzione entrati in esercizio prima della data di entrata in vigore del provvedimento stesso, l'aggiornamento del servizio di ritiro dedicato nonché, coerentemente con la precedente lettera c), dello scambio sul posto, prevedendone la gestione a cura del gestore di rete e la conseguente risoluzione delle convenzioni in essere con il GSE;
  - e) la remunerazione delle attività svolte dai gestori di rete per le finalità del medesimo decreto ministeriale;
4. la verifica della congruità dei programmi tecnici ed economici, presentati dai gestori di rete per la promozione dell'ammodernamento delle reti elettriche isolate (articolo 5), anche avvalendosi di RSE;
5. il rilascio del parere (articolo 6) preliminare a:
- a) la definizione, da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, dei requisiti minimi che i progetti integrati innovativi devono rispettare per poter accedere alle forme di remunerazione a essi dedicate, delle relative

- modalità di selezione, di realizzazione e di monitoraggio delle prestazioni, nonché delle spese ammissibili e delle modalità di consuntivazione (comma 3);
- b) la selezione, da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, dei progetti pilota integrati innovativi previa verifica del rispetto dei requisiti (comma 4);
6. la definizione delle modalità con le quali le risorse per l'applicazione degli articoli 4 e 6 del medesimo decreto trovano copertura per il tramite della componente tariffaria UC<sub>4</sub>, ora elemento A<sub>UC4RIM</sub> della componente tariffaria A<sub>RIM</sub> (articolo 8, comma 4), anziché tramite la componente tariffaria A<sub>SOS</sub> (normalmente utilizzata per la copertura dei costi associati all'incentivazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili).

**CONSIDERATO CHE:**

- l'Autorità, nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 614/2017/R/efr, con il documento per la consultazione 115/2018/R/efr ha riportato i propri orientamenti in merito alla remunerazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di nuova realizzazione o oggetto di riattivazione e alle modalità di ritiro dell'energia elettrica immessa nella rete isolana, in attuazione del decreto ministeriale 14 febbraio 2017 e nelle more dell'eventuale ottenimento della deroga di cui all'articolo 44 della direttiva 2009/72/CE e degli altri aspetti di cui ai numeri 1, 2, 3 e 6 di cui al precedente punto;
- più in dettaglio, il documento per la consultazione 115/2018/R/efr:
  - puntualizza i requisiti tecnici che gli impianti devono rispettare per l'accesso alla nuova remunerazione. A tal fine viene fatto il più possibile riferimento, con semplificazioni, ai requisiti già previsti dai decreti di incentivazione vigenti sul territorio nazionale (decreto interministeriale 5 luglio 2012 e decreto interministeriale 23 giugno 2016). Il soggetto deputato alla verifica dei predetti requisiti tecnici, sia in sede di ammissione sia durante la vita utile, è il GSE;
  - evidenzia l'inopportunità di innovare, stante l'attuale quadro normativo, le modalità di ritiro dell'energia immessa nella rete isolana, le modalità di remunerazione dei gestori di rete isolani e, più in generale, la regolazione applicata nelle isole non interconnesse, limitandosi all'approfondimento delle modalità di remunerazione dell'energia elettrica e termica prodotta dagli impianti di produzione ammessi nel rispetto dei criteri previsti dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017. Infatti, tali orientamenti si inseriscono in un contesto in cui non sono ancora disponibili tutti gli elementi (ivi inclusa l'eventuale deroga prevista dall'articolo 44 della direttiva 2009/72/CE) necessari per implementare la regolazione definitiva per le isole non interconnesse;
  - con riferimento alle condizioni per l'erogazione del servizio di connessione degli impianti di produzione alla rete elettrica e del servizio di misura,

- conferma quanto previsto dal TICA e dal TIME, non ritenendo necessario apportare modifiche apposite per le isole non interconnesse;
- con riferimento alle condizioni per il ritiro dedicato e lo scambio sul posto, nelle more dell'eventuale deroga di cui all'articolo 44 della direttiva 2009/72/CE e della conseguente regolazione di monopolio, conferma quanto già previsto dalla deliberazione 280/07 e dal relativo Allegato A per con riferimento al ritiro dedicato e dal TISP con riferimento allo scambio sul posto, non ritenendo necessario apportare modifiche apposite per le isole non interconnesse;
  - con riferimento alla remunerazione per l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, nelle more dell'eventuale deroga di cui all'articolo 44 della direttiva 2009/72/CE e della conseguente regolazione di monopolio, prevede che l'energia elettrica immessa in rete e remunerata ai sensi del decreto ministeriale 14 febbraio 2017 sia commercialmente ritirata dal GSE (fermo restando il ritiro fisico da parte del gestore di rete isolano). La remunerazione può essere:
    - a) di tipo *feed in tariff* per la quota di energia elettrica prodotta e immessa in rete. Si prevede che il GSE ritiri commercialmente tale energia elettrica riconoscendo al produttore una remunerazione onnicomprensiva pari alla cosiddetta "tariffa base", e costante per tutto il periodo di remunerazione (20 anni); tale energia elettrica viene successivamente negoziata sui mercati all'ingrosso dal GSE secondo le medesime modalità già attualmente utilizzate nel caso di ritiro dedicato e delle tariffe fisse onnicomprensive di cui ai decreti interministeriali 5 luglio 2012 e 23 giugno 2016;
    - b) di tipo *feed in premium* per la quota di energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito (pari alla differenza tra l'energia elettrica prodotta netta e l'energia elettrica immessa in rete). Tale *feed in premium* viene calcolato come differenza tra la "tariffa base" e il valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito tenendo conto dei prezzi di mercato dell'energia;
  - con riferimento alla determinazione della "tariffa base" unitaria, ha indicato due possibili alternative:
    - a) in accordo con quanto previsto dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017, la "tariffa base" unitaria sia pari al costo evitato efficiente espresso in €/MWh (pari al prodotto tra il consumo specifico efficiente e il costo unitario del combustibile), con un valore minimo e un valore massimo, anch'essi espressi in €/MWh, distinti per taglia ma non per fonte (tali valori minimo e massimo sono stati definiti a partire dai costi di investimento e di gestione di impianti fotovoltaici, in quanto tali impianti sono quelli che con maggiore probabilità potrebbero essere realizzati nelle isole non interconnesse, e rappresentano l'intervallo entro cui si ritiene debba collocarsi la corretta remunerazione affinché copra mediamente i costi di produzione con WACC = 5,31%). Ai fini della determinazione dei

- parametri funzionali alla determinazione, per ciascuna isola non interconnessa, del costo evitato efficiente e dei valori limite della “tariffa base” distinti per taglia, l’Autorità si è avvalsa dello studio RSE;
- b) la “tariffa base” rimanga invariata per tutto il periodo di remunerazione e sia pari alla media aritmetica dei predetti valori minimo e massimo: tale alternativa sarebbe di semplice applicazione, ridurrebbe i rischi per gli operatori e potrebbe comunque essere valutata coerente con il dettato del decreto dal momento che la remunerazione spettante che ne deriverebbe è prossima al costo evitato efficiente medio;
- con riferimento alla determinazione della remunerazione per l’energia termica prodotta da pannelli solari termici, ha indicato un valore distinto per tecnologia e derivante dallo studio RSE (esso rappresenta la corretta remunerazione ai fini della copertura dei costi di produzione con  $WACC = 5,31\%$  ed è espresso in €/m<sup>2</sup>). Infatti, il riconoscimento del costo evitato efficiente su un orizzonte temporale di 15 anni comporterebbe una remunerazione complessiva più alta rispetto a quella che, sulla base dei dati raccolti e analizzati da RSE, risulterebbe necessaria per garantire la sostenibilità degli investimenti. Ciò comporterebbe, in ogni caso, l’applicazione annuale (e su un orizzonte pluriennale) del valore che verrebbe identificato come massimo. Tenendo conto che, per quanto detto, il costo evitato efficiente non troverebbe comunque applicazione concreta nel caso dei pannelli solari termici, è risultato preferibile adottare soluzioni semplici con pagamento anticipato, in un’unica soluzione, all’anno di installazione;
  - ha indicato che la remunerazione spettante sia soggetta, previa consultazione, a complessiva revisione su base triennale e, nell’ambito di ciascun triennio, a revisione automatica (effettuata dall’Autorità) a fronte di eventuali aggiornamenti dei parametri che compongono il WACC. I valori così rivisti verrebbero applicati solo agli impianti che entrerebbero in esercizio successivamente alle predette revisioni;
  - ha indicato che ai soggetti che percepiscono la remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017 si applichi:
    - a) nel caso degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, un corrispettivo convenzionale, a copertura dei costi amministrativi del GSE, pari a 0,05 c€/kWh, con esclusione degli impianti di potenza fino a 3 kW destinati all’autoconsumo;
    - b) nel caso degli impianti di produzione di energia termica, un corrispettivo convenzionale, a copertura dei costi amministrativi del GSE, pari all’1% del valore del contributo totale spettante, con un massimale pari a 150 € per ciascun impianto;
  - lo studio RSE:
    - 1) con riferimento all’utilizzo dei combustibili fossili nelle isole non interconnesse ai fini della produzione di energia elettrica, ha:

- valutato che nelle isole non interconnesse, la *best available technology* per la produzione elettrica da fonti fossili continua a essere rappresentata da motori a combustione interna basati su ciclo diesel;
- analizzato il campione dei generatori diesel attualmente in esercizio nelle isole non interconnesse, evidenziando una sostanziale indipendenza del consumo specifico da parametri quali le ore annuali di utilizzo e la vita utile dell'impianto, nonché una correlazione di tipo logaritmico tra il consumo specifico e la potenza nominale;
- valutato che tale correlazione di tipo logaritmico, se determinata in relazione ai generatori diesel di nuova realizzazione sulla base di dati raccolti presso alcuni gestori isolani e di dati di catalogo relativi al funzionamento al 75% del carico nominale, ha un andamento molto simile a quella ottenuta a partire dal campione dei generatori diesel attualmente in esercizio ma presenta valori di consumo specifico minori a parità di potenza nominale; e che, ipotizzando invece un funzionamento a carichi nominali più bassi (ad esempio, il 60%), l'andamento logaritmico del consumo specifico della *best available technology* in funzione della potenza nominale tende sempre più ad assomigliare all'andamento logaritmico del consumo specifico dei generatori attualmente presenti nelle isole non interconnesse in funzione della potenza nominale;
- ritenuto che i dati della *best available technology* relativi al funzionamento al 75% del carico nominale non siano sufficientemente rappresentativi delle condizioni di carico medie alle quali i generatori devono effettivamente operare, date le condizioni di variabilità della domanda elettrica isolana;
- determinato, pertanto, la formula per il calcolo del consumo specifico efficiente a partire dai dati di funzionamento dei generatori attualmente presenti nelle isole non interconnesse, in funzione della corrispondente potenza nominale media, in quanto sostanzialmente rappresentativa delle prestazioni che la *best available technology* può consentire date le specificità delle medesime isole;
- determinato la formula per il calcolo del costo unitario del combustibile, sulla base di un modello statistico che mette in relazione tale costo unitario con il prezzo industriale del gasolio per auto e con la distanza dal porto di approvvigionamento,

rendendo disponibili gli elementi funzionali alla definizione di una formula di calcolo del costo evitato efficiente (pari al prodotto tra il consumo specifico efficiente e il costo unitario del combustibile) per ciascuna isola non interconnessa, tenendo conto delle loro specificità;

- 2) con riferimento ai costi di produzione dell'energia elettrica da impianti fotovoltaici, ha:
- effettuato ricerche e analisi in relazione a diverse taglie di impianti fotovoltaici, al fine di individuare un *range* di costi di investimento e di gestione dei medesimi impianti che ragionevolmente possano tenere conto

delle peculiarità delle isole non interconnesse (essi tengono conto, ad esempio, dei costi medi dovuti al trasporto dei materiali nelle isole e della disponibilità nelle isole stesse di personale specializzato nell'installazione e manutenzione degli impianti);

- ipotizzato di utilizzare, per tutte le isole non interconnesse, un numero medio di ore equivalenti annue di utilizzo degli impianti fotovoltaici pari a 1550;
- ipotizzato una vita utile degli impianti fotovoltaici pari a 25 anni, a fronte di un periodo di incentivazione di 12 o 20 anni (tenendo quindi conto del valore residuo degli impianti fotovoltaici al termine del richiamato periodo di incentivazione);
- ipotizzato un degrado annuo dei moduli fotovoltaici pari allo 0,5% annuo sulla base di dati medi nazionali,

rendendo disponibili gli elementi funzionali alla quantificazione dei valori minimo e massimo, espressi in €/MWh, della cosiddetta "tariffa base" distinti per classi di potenza ma non per isola;

3) con riferimento ai costi di produzione dell'energia termica da impianti solari termici, ha:

- identificato costi di investimento e di gestione, in relazione a diverse tipologie impiantistiche, che ragionevolmente possano tenere conto delle peculiarità delle isole non interconnesse;
- ha tenuto conto, nell'ipotesi che i pannelli solari termici vadano a sostituire i boiler elettrici, anche del risparmio dovuto al mancato acquisto di un boiler elettrico di pari capacità e del risparmio dovuto all'energia elettrica non consumata per la produzione di acqua calda sanitaria;

• con riferimento a quanto riportato nel documento per la consultazione 115/2018/R/efr:

- Enel S.p.a. (di seguito: Enel) ha evidenziato che la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili nelle isole non interconnesse comporta maggiori difficoltà di tipo logistico e organizzativo rispetto agli impianti realizzati nella penisola, correlate alla difficoltà di accesso ai siti impiantistici, di reperimento di manodopera specializzata e alla presenza di vincoli di tipo autorizzativo. Per tali motivi, ritiene che i valori del costo degli investimenti, riportati nello studio RSE e assunti come base per la definizione della "tariffa base", risultino sottostimati, in particolare nel caso della rete isolata di Ginostra (villaggio nell'isola di Stromboli raggiungibile soltanto via mare) in cui le difficoltà logistiche portano il costo variabile di generazione a livelli pari a circa tre volte quello delle altre isole;
- il GSE ha evidenziato che, ai fini della definizione delle caratteristiche tecniche degli impianti fotovoltaici ammessi alla remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017, sia opportuno avvalersi di quanto già previsto dal decreto interministeriale 5 luglio 2012 e che, inoltre, debbano essere indicate le prescrizioni ai fini dello smaltimento dei moduli alla fine della vita utile degli impianti;

- alcuni soggetti interessati hanno evidenziato la necessità di prevedere remunerazioni differenziate tra impianti nuovi e impianti riattivati e hanno richiesto che gli interventi di riattivazione e potenziamento beneficino di un criterio di priorità rispetto allo sviluppo di impianti nuovi; inoltre, è stata evidenziata la necessità che sia puntualizzata la definizione di “totale rifacimento”;
- diversi soggetti interessati hanno evidenziato che il valore delle ore equivalenti utilizzato nello studio RSE, pari a 1.550 ore/anno, sia ottimistico, in particolare per le isole situate più a Nord. Conseguentemente, i medesimi soggetti hanno proposto che, ai fini della determinazione delle ore equivalenti di produzione, si individuino due gruppi geografici di isole: 1.450 ore equivalenti annue per le isole siciliane e 1.250 ore annue per le rimanenti isole;
- pur condividendo l’approccio teso a istituire un incentivo costante, basato sul costo medio del capitale, diversi soggetti interessati hanno proposto di aumentare il tasso di riferimento, al fine di riflettere le condizioni di maggior rischio relativo degli investimenti nelle reti non interconnesse, proponendo valori del WACC tra il 7% e il 12%;
- la maggior parte dei soggetti condivide che il periodo di diritto alla remunerazione incentivante sia pari a 20 anni, con valore residuo nullo dell’impianto al termine di tale periodo. Alcuni soggetti hanno proposto di incrementare il fattore di degrado annuo della producibilità, ponendolo pari a 0,8%/anno (a fronte del valore standard di 0,5%/anno previsto nello studio RSE), a causa della forte salinità che comporta un maggiore degrado degli impianti;
- l’Unione delle imprese elettriche minori (UNIEM) ritiene ragionevoli i costi di investimento assunti in relazione agli impianti fotovoltaici realizzati su tetto, mentre ritiene che i costi di investimento relativi agli impianti fotovoltaici realizzati a terra debbano essere incrementati del 40%, a causa degli oneri relativi all’acquisizione dei terreni e delle autorizzazioni necessarie, considerando le peculiarità delle aree oggetto delle installazioni;
- tutti i soggetti interessati ritengono preferibile, per semplicità, definire un valore costante annuale per la valorizzazione dell’energia elettrica prodotta e istantaneamente autoconsumata in loco;
- tutti i soggetti interessati, tra le due opzioni prospettate ai fini alla determinazione della “tariffa base” unitaria, preferiscono che si opti per l’applicazione di un valore fisso per tutto il periodo di incentivazione, in quanto è di più semplice applicazione e dà maggiore certezza agli investitori;
- il GSE ha evidenziato che il corrispettivo convenzionale a copertura dei propri costi amministrativi dovrebbe più propriamente essere quello previsto dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014 per gli impianti fotovoltaici (essendo quelli che con maggiore probabilità verranno realizzati) e, pertanto, dovrebbe essere espresso per unità di potenza, anziché per unità di energia;
- con riferimento al solare termico, Enel ha evidenziato che i valori della “tariffa base” proposti sembrerebbero non adeguati per impianti di grossa taglia;

- con riferimento al solare termico, il GSE, oltre a evidenziare alcuni dettagli tecnici che potrebbero essere considerati ai fini della determinazione dei valori della “tariffa base”, propone di introdurre un valore massimo della remunerazione pari a una quota delle spese ammissibili (ad esempio, il 65%);
- il medesimo GSE ritiene che la differenza dei costi tra impianti solari termici a circolazione forzata e impianti a circolazione naturale, secondo i dati in proprio possesso, non sia tale da giustificare la definizione di tariffe base distinte;
- tenendo conto delle osservazioni e degli ulteriori elementi resi disponibili durante la consultazione, a seguito di richiesta degli Uffici dell’Autorità, RSE ha effettuato approfondimenti in merito ai costi di produzione dell’energia elettrica da impianti fotovoltaici, al fine di tenere maggiormente conto delle specificità delle singole isole non interconnesse. Più in dettaglio, RSE ha:
  - effettuato analisi finalizzate a determinare un numero di ore annue equivalenti di funzionamento differenziato per isola, evidenziando un *range* di variabilità compreso tra le 1.370 ore di Capraia e le 1.600 ore di Lampedusa e Linosa (nell’ipotesi di impianti fotovoltaici con moduli in silicio installati su un piano inclinato di 30° orientato verso sud e applicando un coefficiente pari a 0,97 per tenere conto della riduzione di producibilità derivante da fuori servizio e ombreggiamenti sui moduli);
  - valutato di non disporre elementi sufficienti per modificare i *range* di variabilità dei costi di investimento e di gestione inizialmente individuati per classi di potenza;
  - ipotizzato una vita utile degli impianti fotovoltaici pari a 20 anni (in luogo dei precedenti 25 anni);
  - ipotizzato un degrado annuo dei moduli fotovoltaici pari allo 0,8% annuo sulla base di dati medi nazionali (in luogo del precedente 0,5% annuo);
  - ricalcolato, conseguentemente, i valori minimi e massimi per classi di potenza, espressi in €/MWh, dei costi di produzione da impianti fotovoltaici ai fini della determinazione della cosiddetta “tariffa base”, nell’ipotesi che i valori minimi per taglia derivino dall’utilizzo dei costi di investimento e di gestione minimi e dal numero massimo di ore annue equivalenti di funzionamento e che i valori massimi per taglia derivino dall’utilizzo dei costi di investimento e di gestione massimi e dal numero minimo di ore annue equivalenti di funzionamento;
  - effettuato una analisi multivariata (cd. analisi *cluster*) che consente di raggruppare gli elementi di un insieme in base alla loro similarità. Allo scopo sono state identificate tre caratteristiche geografiche che ben rappresentano le peculiarità isolane, cioè: i) la latitudine, da cui dipende la radiazione solare incidente, valorizzata sulla base delle corrispondenti ore equivalenti annue di funzionamento dell’impianto fotovoltaico; ii) la distanza dalla costa valorizzata sulla base della distanza dal porto commerciale più vicino; iii) l’orografia, da cui dipende l’accessibilità al territorio, valorizzata sulla base della pendenza media. Successivamente è stata svolta un’analisi statistica a partire da una matrice di dati/elementi (cioè i valori delle tre caratteristiche geografiche per ciascuna delle venti isole) ottenendo una matrice di similarità tra isole; infine

tramite appositi algoritmi di *clustering* le isole sono state raggruppate in base appunto alla “somiglianza” reciproca, identificando cinque gruppi di isole. A ciascun gruppo di isole è stato abbinato un valore medio di ore equivalenti annue di funzionamento dell’impianto fotovoltaico, nonché un valore medio di distanza dal porto commerciale più vicino e di pendenza media;

- calcolato, conseguentemente, dei valori rappresentativi (anziché minimi e massimi) per classi di potenza, espressi in €/MWh, dei costi di produzione da impianti fotovoltaici ai fini della determinazione della cosiddetta “tariffa base”, utilizzando, per ciascuno dei sopra richiamati gruppi di isole, le corrispondenti ore equivalenti annue di funzionamento dell’impianto fotovoltaico nonché costi di investimento e di gestione ritenuti ragionevolmente correlati al valore medio della distanza dal porto commerciale più vicino e della pendenza media fermo restando il loro *range* di variabilità mai modificato (a titolo d’esempio, nel caso di limitata pendenza e distanza, è ragionevole utilizzare i costi di investimento e di gestione minimi; nel caso di elevata pendenza e distanza, è ragionevole utilizzare i costi di investimento e di gestione massimi; negli altri casi è ragionevole utilizzare i costi di investimento e di gestione medi).

**CONSIDERATO, INFINE, CHE:**

- lo schema di decreto interministeriale per l’incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili, nella sua formulazione attualmente disponibile, prevede che, nel caso di impianti fotovoltaici i cui moduli sono installati in sostituzione di coperture di edifici su cui è operata la completa rimozione dell’eternit o dell’amianto, venga erogato un premio, pari a 12 €/MWh, ulteriore all’incentivo;
- il decreto interministeriale 16 febbraio 2016, nel definire gli incentivi per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili, prevede che l’ammontare dell’incentivo erogato non possa eccedere, in nessun caso, il 65% delle spese sostenute;
- l’articolo 4, commi 3 e 4, del decreto interministeriale 16 febbraio 2016 prevedono tra l’altro, che:
  - gli interventi per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili debbano essere realizzati utilizzando esclusivamente apparecchi e componenti di nuova costruzione, nonché devono essere correttamente dimensionati, sulla base della normativa tecnica di settore, in funzione dei reali fabbisogni di energia termica; e che gli stessi interventi incentivati mantengano i requisiti che hanno consentito l’accesso agli incentivi durante il periodo di incentivazione e nei 5 anni successivi all’ottenimento degli stessi incentivi (comma 3);
  - ogni sopravvenuta modifica e/o variazione degli interventi incentivati, realizzata nel periodo di incentivazione e nei 5 anni successivi all’ottenimento degli stessi incentivi, debba essere comunicata al GSE, secondo modalità dallo stesso definite; e che le modifiche apportate agli interventi incentivati non possano comportare, in nessun caso, il ricalcolo in aumento dell’incentivo

- riconosciuto. L'esecuzione di modifiche e/o variazioni sugli interventi incentivati che determinano il venir meno dei requisiti previsti dalla specifica normativa di riferimento, realizzati durante il succitato periodo, può comportare, a seconda dei casi, la decadenza dal diritto a percepire gli incentivi stessi, o parte di essi, la risoluzione del contratto stipulato tra il Soggetto Responsabile e il GSE, nonché il recupero delle somme erogate (comma 4);
- con la deliberazione 128/2017/R/eel, l'Autorità ha razionalizzato, semplificato e aggiornato i dati e le informazioni che il GSE è tenuto a inviare all'Autorità medesima, nonché le relative tempistiche;
  - con la deliberazione 498/2018/R/com, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, per il periodo 2019-2021; e che, nell'ambito di tale procedimento, è stato pubblicato il documento per la consultazione 557/2018/R/com.

**RITENUTO OPPORTUNO:**

IN RELAZIONE AGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

- definire i requisiti per l'accesso alla nuova remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017, facendo riferimento alle pertinenti disposizioni dei decreti interministeriali 5 luglio 2012 e 23 giugno 2016 e ferme restando le disposizioni già presenti nel medesimo decreto; nonché confermare, allo scopo, le semplificazioni già indicate nel documento per la consultazione 115/2018/R/efr;
- confermare quanto previsto dal TICA e dal TIME con riferimento alle condizioni per l'erogazione del servizio di connessione degli impianti di produzione alla rete elettrica e del servizio di misura, non ritenendo necessario apportare modifiche apposite per le isole non interconnesse;
- definire modalità semplici ai fini dell'accesso alla remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017, avvalendosi quanto più possibile degli strumenti già implementati ai fini dell'accesso agli altri strumenti incentivanti; confermare, allo scopo, quanto già riportato nel documento per la consultazione 115/2018/R/efr;
- prevedere che, nelle more dell'eventuale ottenimento della deroga prevista dall'articolo 44 della direttiva 2009/72/CE, il ritiro commerciale dell'energia elettrica ammessa alla remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017 (e, quindi, l'erogazione della remunerazione) sia effettuato dal GSE, benché il ritiro fisico della medesima energia elettrica sia effettuato dai gestori di rete isolani;
- prevedere che la remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017 sia:
  - a) di tipo *feed in tariff* per la quota di energia elettrica prodotta e immessa in rete;
  - b) di tipo *feed in premium* per la quota di energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito (pari alla differenza tra l'energia elettrica prodotta netta e l'energia elettrica immessa in rete), confermando quanto già riportato nel documento per la consultazione 115/2018/R/efr;

- prevedere che la remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017 sia erogata per 20 anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto di produzione, in sostanziale coerenza con quanto previsto nelle restanti parti del territorio nazionale;
- definire innanzitutto la cosiddetta "tariffa base", prevedendo che essa possa essere scelta dal produttore, all'atto della richiesta presentata al GSE per l'accesso alla remunerazione prevista dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017, tra le seguenti due alternative:
  - 1) la "tariffa base" unitaria, pari al costo evitato efficiente espresso in €/MWh, con un valore minimo e un valore massimo, per classe di potenza, costanti per l'intero periodo di diritto alla remunerazione, anch'essi espressi in €/MWh;
  - 2) la "tariffa base" unitaria costante, espressa in €/MWh, differenziata per classe di potenza e per gruppi di isole, per l'intero periodo di diritto alla remunerazione;
- prevedere, per le finalità di cui al sopra richiamato punto 1), che:
  - il costo evitato efficiente sia determinato, per ciascuna isola non interconnessa, applicando la medesima formula di cui al documento per la consultazione 115/2018/R/efr non avendo ricevuto elementi e informazioni che ne giustificano una nuova definizione; e che il prezzo industriale del gasolio per auto, da cui tale costo evitato efficiente dipende, sia aggiornato, per semplicità, con cadenza annuale sulla base del prezzo medio dell'anno precedente, anziché con cadenza mensile come inizialmente ipotizzato nel documento per la consultazione 115/2018/R/efr;
  - il valore minimo e il valore massimo siano distinti per taglia, utilizzando le medesime classi di potenza ipotizzate nel documento per la consultazione 115/2018/R/efr; e che essi siano pari ai nuovi valori ottenuti da RSE facendo riferimento ai dati relativi a impianti fotovoltaici, nell'ipotesi che: i) i valori minimi per taglia derivino dall'utilizzo dei costi di investimento e di gestione minimi e dal numero massimo di ore annue equivalenti di funzionamento e che ii) i valori massimi per taglia derivino dall'utilizzo dei costi di investimento e di gestione massimi e dal numero minimo di ore annue equivalenti di funzionamento;
  - i valori minimi e massimi di cui al precedente alinea siano inizialmente calcolati assumendo un valore del WACC pari a quello ipotizzato nel documento per la consultazione 115/2018/R/efr (5,31%), non essendo emersi elementi sufficienti per adottare soluzioni diverse, e che essi siano soggetti a revisione automatica effettuata dall'Autorità a fronte di eventuali aggiornamenti dei parametri che compongono il WACC. I valori così rivisti saranno applicati solo agli impianti che entreranno in esercizio successivamente alla predetta revisione;
  - i valori minimi e massimi di cui ai precedenti alinea siano soggetti, previa consultazione, a complessiva revisione su base triennale. Anche in questo caso, i valori così rivisti saranno applicati solo agli impianti che entreranno in

- esercizio a decorrere da una data, da definirsi, successiva alla predetta revisione e tale da consentire di completare gli investimenti già avviati;
- prevedere, per le finalità di cui al sopra richiamato punto 2), che:
    - le tariffe costanti per l'intero periodo di diritto alla remunerazione siano pari ai valori rappresentativi per classi di potenza, espressi in €/MWh, dei costi di produzione da impianti fotovoltaici, calcolati da RSE utilizzando, per gruppi di isole, le corrispondenti ore equivalenti annue di funzionamento dell'impianto fotovoltaico nonché costi di investimento e di gestione ritenuti ragionevolmente correlati al valore medio della distanza dal porto commerciale più vicino e della pendenza media;
    - le tariffe costanti di cui al precedente alinea siano inizialmente calcolate assumendo un valore del WACC pari a quello ipotizzato nel documento per la consultazione 115/2018/R/efr (5,31%), non essendo emersi elementi sufficienti per adottare soluzioni diverse, e che esse siano soggette a revisione automatica effettuata dall'Autorità a fronte di eventuali aggiornamenti dei parametri che compongono il WACC. I valori così rivisti saranno applicati solo agli impianti che entreranno in esercizio successivamente alla predetta revisione;
    - le tariffe costanti di cui ai precedenti alinea siano soggette, previa consultazione, a complessiva revisione su base triennale. Anche in questo caso, i valori così rivisti saranno applicati solo agli impianti che entreranno in esercizio da una data, da definirsi, successiva alla predetta revisione e tale da consentire di completare gli investimenti già avviati;
  - prevedere che la *feed in tariff* unitaria, da applicarsi alla quota di energia elettrica prodotta e immessa in rete, sia pari alla "tariffa base" scelta dal produttore all'atto della richiesta presentata al GSE per l'accesso alla remunerazione prevista dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017;
  - prevedere che il *feed in premium*, da applicarsi alla quota di energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito, sia pari alla differenza tra la "tariffa base", calcolata come sopra evidenziato in funzione della scelta operata dal produttore, e il valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito tenendo conto dei prezzi di mercato dell'energia; e che quest'ultimo sia determinato, per semplicità, in modo convenzionale facendo riferimento ai dati medi dell'anno precedente, accogliendo alcune osservazioni pervenute durante la consultazione;
  - prevedere che, nel caso di impianti fotovoltaici i cui moduli siano installati in sostituzione di coperture di edifici su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto, per l'intera quantità di energia elettrica prodotta netta sia erogato un premio ulteriore alla remunerazione spettante, in coerenza con quanto previsto dall'emanando decreto recante nuovi strumenti incentivanti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili; e che tale premio ulteriore sia assunto pari a quello del richiamato emanando decreto (12 €/MWh) convenzionalmente maggiorato del 15% (con arrotondamento commerciale) per tenere conto dei maggiori costi logistici che si potrebbero ragionevolmente

riscontrare nelle isole non interconnesse ai fini del trasporto dell'eternit o dell'amianto rimosso;

- prevedere, in sede di prima applicazione, che, nel caso di riattivazioni, le “tariffe base” siano moltiplicate per il medesimo coefficiente (0,8) già previsto dal decreto interministeriale 23 giugno 2016, non essendo pervenute osservazioni sufficienti a giustificare diverse scelte;
- prevedere che, ai soggetti che percepiscono la remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017, si applichi il medesimo corrispettivo convenzionale, a copertura dei costi amministrativi del GSE, previsto dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014 per gli impianti fotovoltaici (espresso in €/kW, per scaglioni di potenza, con esclusione degli impianti di potenza fino a 3 kW), accogliendo l'osservazione formulata dal GSE.

**RITENUTO OPPORTUNO:**

IN RELAZIONE AGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA

- definire modalità semplici ai fini dell'accesso alla remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017, avvalendosi quanto più possibile degli strumenti già implementati ai fini dell'accesso agli altri strumenti incentivanti; confermare, allo scopo, quanto già riportato nel documento per la consultazione 115/2018/R/efr;
- prevedere che l'erogazione della remunerazione spettante sia effettuata dal GSE;
- confermare, nel caso degli impianti solari termici, le valutazioni effettuate nonché i valori della remunerazione unitaria distinta per tecnologia già riportati nel documento per la consultazione 115/2018/R/efr (essa rappresenta la corretta remunerazione ai fini della copertura dei costi di produzione con WACC = 5,31% ed è espressa in €/m<sup>2</sup>), prevedendo che la remunerazione complessivamente spettante al produttore non possa eccedere, in nessun caso, il 65% delle spese sostenute, in piena coerenza con quanto generalmente previsto dal decreto interministeriale 16 febbraio 2016;
- prevedere, per semplicità, che la remunerazione spettante sia erogata dal GSE in un'unica soluzione;
- prevedere altresì che:
  - i valori della remunerazione unitaria di cui sopra siano inizialmente calcolati assumendo un valore del WACC pari a quello ipotizzato nel documento per la consultazione 115/2018/R/efr (5,31%) e che essi siano soggetti a revisione automatica effettuata dall'Autorità a fronte di eventuali aggiornamenti dei parametri che compongono il WACC. I valori così rivisti saranno applicati solo agli impianti che entreranno in esercizio successivamente alla predetta revisione;
  - i valori della remunerazione unitaria siano soggetti, previa consultazione, a complessiva revisione su base triennale. Anche in questo caso, i valori così rivisti saranno applicati solo agli impianti che entreranno in esercizio da una data, da definirsi, successiva alla predetta revisione e tale da consentire di completare gli investimenti già avviati;

- non introdurre, nel caso delle pompe di calore per la produzione di acqua calda sanitaria, disposizioni ulteriori a quelle già previste dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017, essendo queste ultime già complete e sufficienti (peraltro, anche la remunerazione spettante è già definita);
- prevedere che, ai soggetti che percepiscono la remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017, si applichi il medesimo corrispettivo convenzionale a copertura dei costi amministrativi del GSE previsto dall'articolo 17 del decreto interministeriale 16 febbraio 2016, pari all'1% del valore del contributo totale spettante al medesimo soggetto, con un massimale pari a 150 € per ciascun impianto, confermando quanto previsto dal documento per la consultazione 115/2018/R/efr.

**RITENUTO, INFINE, OPPORTUNO:**

- rimandare a un successivo provvedimento la razionalizzazione della definizione delle modalità con cui, nell'ambito della più generale reintegrazione tariffaria, verranno trattati i ricavi derivanti ai gestori di rete isolani per effetto del presente provvedimento;
- avvalersi delle disposizioni già attualmente vigenti ai fini dei controlli e delle verifiche (che il decreto ministeriale 14 febbraio 2017 pone in capo al GSE), nonché nei casi in cui gli impianti ammessi alla remunerazione prevista dal presente provvedimento subiscano modifiche;
- prevedere che con successivi provvedimenti potrà essere definita, all'occorrenza, la remunerazione specifica nel caso di fonti diverse dalla solare fotovoltaica purché utilizzate tramite tecnologie commerciali e nel caso di tecnologie commerciali diverse per l'utilizzo della fonte solare ai fini della produzione di energia termica, fermi restando i principi su cui si fonda il decreto ministeriale 14 febbraio 2017 (secondo cui la remunerazione è correlata al costo evitato efficiente);
- adottare disposizioni ai fini del monitoraggio dell'attuazione del decreto ministeriale 14 febbraio 2017 e, in particolare, dei costi posti in capo alla collettività, aggiornando a tal fine la deliberazione 128/2017/R/eel

**DELIBERA**

1. di approvare, in attuazione del decreto ministeriale 14 febbraio 2017, la remunerazione dell'energia elettrica e termica prodotta da fonti rinnovabili nelle isole non interconnesse ivi incluse le relative modalità di accesso, riportate nell'Allegato A alla presente deliberazione, di cui forma parte integrante e sostanziale;
2. di modificare la deliberazione 128/2017/R/eel nei seguenti punti:
  - nell'Allegato A è inserito il seguente paragrafo: “

### **Dati e informazioni per l'aggiornamento dell'elemento AUC<sub>4RIM</sub> della componente tariffaria A<sub>RIM</sub>**

1. Aggiornamento del fabbisogno economico del Conto di cui al comma 48.1, lettera h), del Testo Integrato Trasporto di competenza dei mesi precedenti dell'anno in corso e dei due anni precedenti e previsione del medesimo fabbisogno per i mesi residui dell'anno in corso. Per le informazioni inviate dopo il 30 giugno, detto aggiornamento include anche una previsione del fabbisogno dei dodici mesi dell'anno successivo. L'aggiornamento deve comprendere:
  - a) nel caso di impianti di produzione di energia elettrica, il dettaglio mensile della quantità di energia elettrica ritirata o comunque incentivata, nonché dei relativi costi e ricavi;
  - b) nel caso di impianti solari termici e delle pompe di calore, il dettaglio mensile dei costi sostenuti.”;
- nell'Allegato B, le parole “dai punti da 1 a 9 nonché dal punto 12” sono sostituite dalle seguenti: “dai punti da 1 a 9 nonché dai punti 12 e 14”;
- nell'Allegato B, dopo il punto 13, è inserito quanto segue: “
  14. Con riferimento all'attuazione delle disposizioni del decreto ministeriale 14 febbraio 2017:
    - a) nel caso di impianti di produzione di energia elettrica, per ogni fonte, il numero di impianti di produzione di energia elettrica, la potenza installata, la quantità annuale dell'energia elettrica prodotta netta, dell'energia elettrica immessa in rete e dell'energia elettrica ammessa alla remunerazione;
    - b) nel caso di impianti di produzione di energia elettrica, per ogni fonte, l'impatto sull'elemento AUC<sub>4RIM</sub> della componente tariffaria A<sub>RIM</sub> di cui all'articolo 48, comma 48.1, lettera h), del TIT, evidenziando separatamente i costi e i ricavi da cui esso deriva e distinguendo la parte di energia elettrica che beneficia della remunerazione sotto forma di *feed in tariff* dalla parte di energia elettrica che beneficia della remunerazione sotto forma di *feed in premium*;
    - c) nel caso di impianti solari termici, il numero di impianti, la rispettiva superficie lorda, nonché l'impatto sull'elemento AUC<sub>4RIM</sub> della componente tariffaria A<sub>RIM</sub> di cui all'articolo 48, comma 48.1, lettera h), del TIT;
    - d) nel caso di pompe di calore, il numero di impianti nonché l'impatto sull'elemento AUC<sub>4RIM</sub> della componente tariffaria A<sub>RIM</sub> di cui all'articolo 48, comma 48.1, lettera h), del TIT.

Nell'ambito delle rendicontazioni di cui ai punti da 1 a 9 e al punto 12, il GSE dà separata evidenza dei dati e delle informazioni afferenti agli impianti ubicati nelle isole non interconnesse.”;

  3. di dare mandato al Direttore della Direzione Infrastrutture, Energia e Unbundling dell'Autorità per la definizione, su proposta di Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA), delle modalità e delle tempistiche di rendicontazione alla

- medesima degli incentivi erogati dal GSE ai fini della copertura mediante l'utilizzo del Conto alimentato dall'elemento  $A_{UC4RIM}$  della componente tariffaria  $A_{RIM}$  di cui all'articolo 41, comma 41.1, lettera h), del Testo Integrato Trasporto;
4. di trasmettere la presente deliberazione al Ministro dello Sviluppo Economico, del Lavoro e delle Politiche Sociali e al Gestore dei Servizi Energetici S.p.a.;
  5. di pubblicare la presente deliberazione sul sito internet dell'Autorità [www.arera.it](http://www.arera.it).

6 novembre 2018

IL PRESIDENTE  
*Stefano Besseghini*