

**DOCUMENTO PER LA CONSULTAZIONE  
115/2018/R/EFR**

**ORIENTAMENTI IN MERITO ALLA DEFINIZIONE DELLA  
REMUNERAZIONE SPETTANTE AI PRODUTTORI DI ENERGIA  
ELETTRICA E TERMICA DA FONTI RINNOVABILI NELLE ISOLE MINORI  
NON INTERCONNESSE**

**Documento per la consultazione**  
*Mercato di incidenza: energia elettrica*

*1 marzo 2018*

## **Premessa**

*Con il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 14 febbraio 2017, emanato in attuazione dell'articolo 1, comma 6-octies, del decreto legge 145/13, sono state definite le disposizioni per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia (elettrica e termica) da fonti rinnovabili.*

*Il decreto ministeriale definisce gli obiettivi quantitativi del fabbisogno energetico delle isole da coprire attraverso la produzione da fonti rinnovabili, gli obiettivi temporali per il processo di graduale sviluppo della produzione da fonti rinnovabili e le modalità di sostegno degli investimenti necessari al perseguimento di tali obiettivi.*

*Il decreto ministeriale, per quanto di interesse ai fini del presente documento per la consultazione, assegna all'Autorità il principale compito di definire la remunerazione per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di nuova realizzazione ovvero oggetto di riattivazione affinché sia commisurata al costo del combustibile risparmiato per il minor consumo di energia elettrica efficientemente prodotta (costo evitato efficiente), nonché le modalità di ritiro dell'energia elettrica immessa nella rete isolana.*

*Il presente documento per la consultazione si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 614/2017/R/efr e riporta i primi orientamenti dell'Autorità 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'ottenimento della deroga di cui all'articolo 44 della direttiva 2009/72/CE (inserendosi in un percorso già definito, si ritiene che il presente documento sia ammissibile in regime di prorogatio, in cui l'Autorità opera, a far data dal 12 febbraio 2018, ai sensi della deliberazione 64/2018/A).*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire alla Direzione Mercati all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale dell'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro il **3 aprile 2018**.*

*I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate. È preferibile che i soggetti interessati inviino le proprie osservazioni e commenti attraverso il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità. In alternativa, osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail (preferibile) con allegato il file contenente le osservazioni, fax o posta.*

**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente**  
**Direzione Mercati Energia all'Ingrosso e Sostenibilità Ambientale**  
**Piazza Cavour, 5 – 20121 Milano**  
**tel. 02.655.65.290/351/608**  
**fax 02.655.65.265**  
**e-mail: [mercati-ingrosso@arera.it](mailto:mercati-ingrosso@arera.it)**  
**sito internet: [www.arera.it](http://www.arera.it)**

## **Premessa**

### ***1. Il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 14 febbraio 2017***

Il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 14 febbraio 2017 (di seguito: decreto ministeriale 14 febbraio 2017) definisce le disposizioni per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili, stabilendo:

- a) gli obiettivi quantitativi del fabbisogno energetico delle isole da coprire attraverso la produzione da fonti rinnovabili;
- b) gli obiettivi temporali per il processo di graduale sviluppo della produzione da fonti rinnovabili;
- c) le modalità di sostegno degli investimenti necessari al perseguimento dei suddetti obiettivi.

Le disposizioni del decreto ministeriale 14 febbraio 2017 si applicano, come previsto dall'Allegato 1 al medesimo decreto, sul territorio delle seguenti isole minori non interconnesse:

- isole dell'arcipelago Toscano: Capraia e Giglio;
- isole Ponziane: Ponza e Ventotene;
- isole dell'arcipelago Campano: Capri;
- isole Tremiti (o Diomedèe): Tremiti;
- isole Eolie: Alicudi, Filicudi, Lipari, Panarea, Salina, Stromboli e Vulcano;
- Ustica;
- isole Egadi: Favignana, Levanzo e Marettimo;
- Pantelleria;
- isole Pelagie: Lampedusa e Linosa.

Per ciascuna delle predette isole, l'Allegato 1 al decreto ministeriale 14 febbraio 2017 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) 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);
- 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).

## **2. *Richiesta di deroghe alla Commissione Europea***

Come previsto dall'articolo 8, comma 1, del decreto ministeriale 14 febbraio 2017, il Ministero dello Sviluppo Economico, sentita Terna S.p.a. per quanto di propria competenza, provvede, per l'insieme delle isole minori non interconnesse di cui al medesimo decreto, a richiedere alla Commissione Europea la deroga prevista dall'articolo 44 della direttiva 2009/72/CE<sup>1</sup>, evidenziando il contributo atteso che, ai sensi del medesimo decreto, i gestori di rete forniscono ai fini degli obiettivi comunitari su clima ed energia.

L'ammissione alle deroghe di cui all'articolo 44 della direttiva 2009/72/CE per tutte le isole minori 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 (*de facto* un monopolio regolato in cui il gestore di rete isolano, oltre a gestire la propria rete è anche una sorta di "acquirente unico" dell'energia elettrica anche prodotta da soggetti terzi nonché di "venditore unico" di tale energia ai clienti finali presenti sull'isola). Tali deroghe non escluderebbero la presenza di produttori terzi.

---

<sup>1</sup> L'articolo 44 della direttiva 2009/72/CE prevede la possibilità, per gli Stati membri che possono "dimostrare l'esistenza di seri problemi per la gestione dei loro piccoli sistemi isolati", di "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, NdR] nel caso dei microsistemi isolati, per quanto riguarda il rinnovamento, il potenziamento e espandere la capacità esistente".

### **3. Ruolo dell’Autorità ai sensi del decreto ministeriale 14 febbraio 2017**

Il ruolo dell’Autorità ai sensi del decreto ministeriale 14 febbraio 2017 è molteplice e, in sintesi, riguarda:

- 1) la puntualizzazione dei requisiti che gli impianti di produzione devono rispettare per poter accedere alla remunerazione prevista dal medesimo decreto (articolo 3 e Allegato 2). Più in dettaglio, l’Autorità, nel caso degli impianti di produzione di energia elettrica, ha la facoltà di aggiornare e/o precisare:
  - a) le disposizioni del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 5 luglio 2012<sup>2</sup> (di seguito: decreto interministeriale 5 luglio 2012) e del 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<sup>3</sup> (di seguito: decreto interministeriale 23 giugno 2016), ai fini delle specifiche definizioni di fonti, impianti, requisiti e caratteristiche degli impianti, nonché di ogni altro elemento funzionale all’attuazione del medesimo decreto ministeriale 14 febbraio 2017;
  - b) le disposizioni adottate dalla medesima Autorità in attuazione dell’articolo 25<sup>4</sup> del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 6 luglio 2012<sup>5</sup> (di seguito: decreto interministeriale 6 luglio 2012);
  - c) le disposizioni adottate dalla medesima l’Autorità in attuazione dell’articolo 11 del decreto interministeriale 5 luglio 2012<sup>6</sup>;
  - d) le disposizioni relative ai sistemi di accumulo previste dalla deliberazione 574/2014/R/eel nel caso siano installati presso impianti fotovoltaici;
- 2) la definizione della remunerazione degli interventi e di utilizzo dell’energia prodotta da fonti rinnovabili (articolo 4, comma 1) nel rispetto dei criteri di seguito riportati:

---

<sup>2</sup> Il decreto interministeriale 5 luglio 2012 definisce i meccanismi di incentivazione dell’energia elettrica prodotta da impianti solari fotovoltaici (c.d. Quinto Conto Energia).

<sup>3</sup> Il decreto interministeriale 23 giugno 2016 definisce i meccanismi di incentivazione dell’energia elettrica prodotta da impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili diverse dal solare fotovoltaico.

<sup>4</sup> L’articolo 25 del decreto interministeriale 6 luglio 2012 introduce disposizioni in merito ai servizi di rete e alle caratteristiche che le protezioni installate presso gli impianti di produzione devono avere al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico.

<sup>5</sup> Il decreto interministeriale 6 luglio 2012 definisce i meccanismi di incentivazione dell’energia elettrica prodotta da impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili diverse dal solare fotovoltaico.

<sup>6</sup> L’articolo 11 del decreto interministeriale 5 luglio 2012 definisce ulteriori compiti dell’Autorità al fine, in particolare, di assicurare lo sviluppo degli impianti fotovoltaici con modalità compatibili con la sicurezza del sistema elettrico e, eventualmente, di aggiornare i propri provvedimenti relativi all’erogazione del servizio di misura dell’energia elettrica prodotta.

- a) energia 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 del combustibile risparmiato per il minor consumo di energia elettrica efficientemente prodotta. 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;
  - b) energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili immessa in parte o totalmente nella rete: per ogni kWh di produzione netta la remunerazione, 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;
  - c) energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e autoconsumata: per ogni kWh prodotto e autoconsumato è riconosciuta, dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, una remunerazione, aggiuntiva al valore dell'energia autoconsumata, che tiene conto delle remunerazioni di cui alla precedente lettera b);
  - d) per i casi di cui alle precedenti lettere a) e b) viene definito 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) la remunerazione è definita in modo da consentire la programmazione economica degli investimenti;
  - f) in tutti i casi di cui alle lettere precedenti, la remunerazione risponde a obiettivi di efficiente uso delle risorse;
  - g) per le 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;
- 3) la definizione di ogni altro aspetto necessario per il funzionamento dei meccanismi previsti dal medesimo decreto (articolo 4, comma 2), e in particolare:
- a) il valore del combustibile risparmiato per la generazione elettrica efficiente evitata e l'eventuale riconoscimento dei contributi previsti dagli articoli 5 e 6 del medesimo decreto, nell'ambito dei provvedimenti previsti dall'articolo 28 del decreto-legge 91/14<sup>7</sup>;

---

<sup>7</sup> L'articolo 28 del decreto-legge 91/14 ha previsto che l'Autorità, tra l'altro, dovesse adottare una revisione della regolazione dei sistemi elettrici integrati insulari, che fosse basata esclusivamente su criteri di costi efficienti e che fosse di stimolo all'efficienza energetica nelle attività di distribuzione e consumo finale di energia, anche valutando soluzioni alternative alle esistenti che migliorassero la sostenibilità economica e ambientale del servizio.

- b) 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;
  - c) 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;
  - d) 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<sup>8</sup>, mediante lo scambio fisico tra il produttore e il gestore di rete, compensabile su base triennale;
  - e) 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 d), dello scambio sul posto, prevedendone la gestione a cura del gestore di rete e la conseguente risoluzione delle convenzioni in essere con il GSE;
  - f) la remunerazione dei gestori di rete conseguente allo svolgimento delle attività da essi svolte per le finalità del medesimo decreto;
- 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), entro il 31 dicembre 2018, anche avvalendosi della società Ricerca sul Sistema Energetico S.p.a. (di seguito: RSE);
- 5) il rilascio del proprio parere (articolo 6) preliminare:
- a) alla 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) alla 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> (articolo 8, comma 4).

#### ***4. Finalità del documento per la consultazione***

Il presente documento per la consultazione riporta gli orientamenti dell'Autorità in relazione ai sopra richiamati punti 1), 2), 3) e, per quanto di conseguenza, 6). Tali

---

<sup>8</sup> L'articolo 11 del decreto legislativo 28/11 definisce gli obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti.

orientamenti si inseriscono in un contesto in cui non è ancora disponibile la deroga prevista dall'articolo 44 della direttiva 2009/72/CE e in cui, pertanto, non è ancora possibile ipotizzare una regolazione di monopolio.

Di conseguenza gli orientamenti presentati non intendono innovare, in questo momento, le modalità di ritiro dell'energia immessa nella rete isolana né le modalità di remunerazione dei gestori di rete isolani né, più in generale, la regolazione applicata sulle isole non interconnesse, ma intendono esclusivamente innovare la remunerazione dell'energia elettrica e termica prodotta da fonti rinnovabili, limitatamente agli impianti di produzione ammessi nel rispetto dei criteri previsti dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017. Tale remunerazione, una volta attribuita a un produttore, si ritiene possa rimanere invariata per tutto il periodo di tempo per cui è prevista (come nel seguito meglio precisato) indipendentemente dalla realizzazione di eventuali interconnessioni o dall'evoluzione regolatoria successiva all'ottenimento della richiamata deroga e, quindi, dal soggetto che sarà incaricato della sua erogazione.

## **Parte A - Orientamenti dell'Autorità in merito agli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili**

### ***A.1 Condizioni per l'accesso alla nuova remunerazione prevista dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017***

Occorre, prima di tutto, definire compiutamente quali sono gli impianti che possono accedere alla nuova remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017.

Ai sensi del medesimo decreto, la nuova remunerazione:

- spetta solo all'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio a seguito della data di entrata in vigore della deliberazione che farà seguito al presente documento, compresi i potenziamenti e le riattivazioni, purché rispettino i requisiti di cui all'Allegato 2 al decreto ministeriale 14 febbraio 2017;
- non trova 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), poiché per tali impianti, come previsto dall'articolo 2, comma 2, lettera c), del decreto ministeriale 14 febbraio 2017, si applica esclusivamente lo scambio sul posto;
- nel caso in cui un'isola venga interconnessa alla rete elettrica nazionale, viene riconosciuta limitatamente agli impianti che entrano in esercizio entro due anni dalla data dell'interconnessione.

L'Allegato 2 al decreto ministeriale 14 febbraio 2017, nel definire i requisiti per l'accesso alla nuova remunerazione di cui al medesimo decreto, già prevede di fare riferimento alle pertinenti disposizioni dei decreti interministeriali 23 giugno 2016 e 5 luglio 2012 "nei limiti e con le modalità precisate dall'Autorità".

Al riguardo, si ritiene che:

- a) con riferimento agli impianti fotovoltaici si applichino esclusivamente i seguenti requisiti, in parte già previsti dal decreto interministeriale 5 luglio 2012:
- i componenti utilizzati negli impianti devono essere di nuova costruzione o comunque non già impiegati in altri impianti così come stabilito dal decreto ministeriale 2 marzo 2009, e rispettare le norme tecniche richiamate nell'Allegato 1 al presente documento;
  - i moduli fotovoltaici utilizzati devono essere coperti per almeno dieci anni da garanzia di prodotto contro il difetto di fabbricazione;
  - i moduli fotovoltaici e gli inverter devono essere prodotti da un costruttore che sia in possesso di certificato di ispezione di fabbrica rilasciato da un organismo di certificazione accreditato (come indicato in Allegato 1), a verifica del rispetto della qualità del processo produttivo e dei materiali utilizzati;
  - gli impianti devono avere una potenza non inferiore a 0,5 kW<sup>9</sup>, devono essere collegati alla rete elettrica in modo tale che ogni singolo impianto fotovoltaico sia caratterizzato da un unico punto di connessione alla rete, non condiviso con altri impianti fotovoltaici, e devono essere realizzati nel rispetto e in conformità alle norme richiamate in Allegato 1 al presente documento.

Si ritiene altresì che debbano applicarsi le medesime definizioni di impianto<sup>10</sup>, di potenza<sup>11</sup> e di potenziamento<sup>12</sup> già previste dal decreto interministeriale 5 luglio 2012. Si ritiene altresì, in coerenza con la potenza minima degli impianti di produzione ammessi alla nuova remunerazione, che il potenziamento minimo debba essere pari a 0,5 kW (anziché 1 kW come previsto dal decreto interministeriale 5 luglio 2012).

Infine, come previsto dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017, la riattivazione di un impianto fotovoltaico consiste nella messa in servizio di un impianto che, alla data di entrata in vigore del medesimo decreto, sia risultato non funzionante da oltre due anni;

---

<sup>9</sup> Questa soglia, diversa da quella prevista dal decreto interministeriale 5 luglio 2012, è stabilita dall'Allegato 2 al decreto ministeriale 14 febbraio 2017.

<sup>10</sup> «Impianto fotovoltaico» o «sistema solare fotovoltaico»: è un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente da un insieme di moduli fotovoltaici piani, nel seguito denominati moduli, uno o più gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata e altri componenti elettrici minori.

<sup>11</sup> Ai fini del presente documento, la potenza di un impianto fotovoltaico è pari alla somma delle potenze a condizioni normalizzate di prova (STC) dei moduli fotovoltaici che compongono l'impianto.

<sup>12</sup> «Potenziamento»: è l'intervento tecnologico, realizzato nel rispetto dei requisiti e in conformità alle disposizioni del presente decreto, eseguito su un impianto entrato in esercizio da almeno tre anni, consistente in un incremento della potenza nominale dell'impianto, mediante aggiunta di una o più stringhe di moduli fotovoltaici e dei relativi inverter, in modo da consentire una produzione aggiuntiva dell'impianto medesimo. La «produzione netta aggiuntiva di un impianto» è l'aumento, espresso in kWh, ottenuto a seguito di un potenziamento, dell'energia elettrica netta prodotta annualmente e misurata attraverso l'installazione di un gruppo di misura dedicato.

- b) con riferimento agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili diversi dalla fonte solare fotovoltaica si prevede che si applichino le definizioni e i requisiti già previsti dal decreto interministeriale 23 giugno 2016, senza ulteriori precisazioni.

Si ritiene altresì che possano applicarsi le medesime definizioni di impianto<sup>13</sup> (rimuovendo tuttavia il cosiddetto “vincolo dei cinque anni”<sup>14</sup> ritenuto non necessario nel caso delle isole non interconnesse), di potenza<sup>15</sup> e di potenziamento<sup>16</sup> già previste dal decreto interministeriale 23 giugno 2016. Si ritiene altresì, in coerenza con la potenza minima degli impianti di produzione ammessi alla nuova remunerazione, che il potenziamento minimo debba essere pari a 0,5 kW. Infine, come previsto dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017, la riattivazione consiste nella messa in servizio di un impianto che, alla data di entrata in vigore del medesimo decreto, sia risultato non funzionante da oltre due anni.

Si ritiene che gli impianti di produzione accedano alla remunerazione di cui al decreto 14 febbraio 2017 presentando richiesta al GSE a seguito dell'entrata in esercizio dell'impianto; e che, come previsto dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017, nel caso di impianti con potenza superiore a 50 kW, sia possibile richiedere al GSE l'idoneità alla remunerazione di cui al medesimo decreto prima della realizzazione previo ottenimento dei pertinenti titoli autorizzativi.

Si ritiene che le richiamate modalità per la richiesta della remunerazione di cui al decreto 14 febbraio 2017 (comprehensive della documentazione da rendere disponibile)

---

<sup>13</sup> Impianto alimentato da fonti rinnovabili diverso dai fotovoltaici è l'insieme delle opere e delle apparecchiature, funzionalmente interconnesse, destinate alla conversione dell'energia rinnovabile in energia elettrica; esso comprende in particolare:

- i) le opere, compresi eventuali edifici e i macchinari che consentono l'utilizzo diretto oppure il trattamento della fonte rinnovabile e il suo successivo utilizzo per la produzione di energia elettrica;
- ii) i gruppi di generazione dell'energia elettrica, i servizi ausiliari di impianto, i trasformatori posti a monte del o dei punti di connessione alla rete elettrica, nonché i misuratori dell'energia elettrica funzionali alla quantificazione degli incentivi.

Nell'Allegato 2 al decreto interministeriale 23 giugno 2016 sono indicate, per ciascuna tipologia di impianto, le principali parti che lo compongono.

<sup>14</sup> Il decreto interministeriale 23 giugno 2016 attualmente prevede che un impianto alimentato da fonti rinnovabili sia considerato un «nuovo impianto» (ai fini dell'ottenimento degli incentivi) quando è realizzato, utilizzando componenti nuovi o rigenerati, in un sito sul quale, prima dell'avvio dei lavori di costruzione, non era presente, da almeno cinque anni, un altro impianto, o le principali parti di esso, alimentato dalla stessa fonte rinnovabile.

<sup>15</sup> Potenza di un impianto è la somma, espressa in MW, delle potenze elettriche nominali degli alternatori (ovvero, ove non presenti, dei generatori) che appartengono all'impianto stesso, ove la potenza nominale di un alternatore è determinata moltiplicando la potenza apparente nominale, espressa in MVA, per il fattore di potenza nominale riportati sui dati di targa dell'alternatore medesimo, in conformità alla norma CEI EN 60034.

<sup>16</sup> Potenziamento di un impianto alimentato da fonti rinnovabili diverso dai fotovoltaici è l'intervento che prevede la realizzazione di opere sull'impianto volte a ottenere un aumento della potenza dell'impianto, come specificato, in relazione a ciascuna fonte e tipologia di impianto, nell'Allegato 2 al decreto interministeriale 23 giugno 2016.

siano definite dal GSE, anche nel corso della presente consultazione, previa approvazione da parte dell’Autorità. A tal fine il GSE si avvale, per quanto possibile, delle procedure già definite in attuazione dei decreti interministeriali 23 giugno 2016 e 5 luglio 2012.

Si ricorda, infine, che il GSE è responsabile dei controlli sugli impianti ammessi a beneficiare della remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017, come evidenziato nell’articolo 3 del medesimo decreto.

La nuova remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017 non trova applicazione per gli impianti che non rispettano i requisiti sopra riportati: per questi ultimi (sia esistenti sia di nuova realizzazione) continua a trovare applicazione la regolazione vigente, ivi inclusi il ritiro dedicato e lo scambio sul posto.

- S1. Si ritiene necessario introdurre ulteriori requisiti ai fini dell’ammissione alla remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017? Se sì, quali e perché?*
- S2. Sono necessarie ulteriori definizioni o precisazioni? Quali?*

## ***A.2 Condizioni per la connessione degli impianti di produzione alla rete elettrica***

Attualmente, nel caso di connessione di impianti di produzione al sistema elettrico isolano, già trova applicazione il Testo Integrato Connessioni Attive (da ultimo modificato con la deliberazione 581/2017/R/eel) per tutte le tipologie impiantistiche (non solo gli impianti di produzione ammessi a beneficiare della remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017).

Peraltro, tale testo, nel richiamare le Norme tecniche CEI 0-16 e CEI 0-21<sup>17</sup>, già contempla tutte le disposizioni introdotte nel tempo dall’Autorità, anche in attuazione dell’articolo 11 del decreto interministeriale 5 luglio 2012 e dell’articolo 25 del decreto interministeriale 6 luglio 2012.

Si ritiene che l’attuale formulazione del Testo Integrato Connessioni Attive sia già conforme ai principi di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017. Non si ritiene quindi necessario introdurre ulteriori, o diverse, disposizioni in materia di connessioni degli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili alle reti elettriche isolate, né introdurre disposizioni apposite per i soli impianti ammessi a beneficiare della remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017. Ciò anche al fine di non introdurre disparità di trattamento, nell’ambito di un servizio oggetto di regolazione in capo all’Autorità, tra utenti (clienti finali o produttori) ubicati sulle isole non interconnesse e utenti ubicati nelle restanti parti del territorio nazionale.

---

<sup>17</sup> Norme CEI 0-16: “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”.

Norme CEI 0-21: “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica”.

### ***A.3 Modalità di erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica***

Attualmente, ai fini dell'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica, già trova applicazione, anche nelle isole minori non interconnesse, il Testo Integrato Misura Elettrica (versione dell'Allegato B alla deliberazione 654/2015/R/eel, efficace dall'1 gennaio 2017) per tutte le tipologie impiantistiche (non solo gli impianti di produzione ammessi a beneficiare della remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017).

Si ritiene che l'attuale formulazione del Testo Integrato Misura Elettrica sia già conforme ai principi di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017. Non si ritiene quindi necessario introdurre ulteriori, o diverse, disposizioni in materia, né introdurre disposizioni apposite per i soli impianti ammessi a beneficiare della remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017. Ciò anche al fine di non introdurre disparità di trattamento, nell'ambito di un servizio oggetto di regolazione in capo all'Autorità, tra utenti (clienti finali o produttori) ubicati sulle isole non interconnesse e utenti ubicati nelle restanti parti del territorio nazionale.

### ***A.4 Modalità di ritiro dell'energia elettrica prodotta e immessa nella rete del gestore isolano***

Il decreto ministeriale 14 febbraio 2017 prevede che l'Autorità definisca “le modalità con le quali il gestore di rete, con riferimento agli impianti realizzati da terzi, provvede [...] al ritiro dell'energia elettrica prodotta”.

Tale previsione si inserisce in un contesto in cui non è ancora disponibile la deroga prevista dall'articolo 44 della direttiva 2009/72/CE, da cui potrà derivare la regolazione di monopolio.

Pertanto, nelle more della richiamata deroga, si ritiene opportuno limitare il ruolo del gestore di rete isolano al ritiro fisico dell'energia elettrica, prevedendo che il ritiro commerciale della medesima sia effettuato sulla base della regolazione vigente. Nello specifico, in relazione agli impianti ammessi alla remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017, essendo questi ultimi ammessi a un trattamento specifico molto simile a quello noto con il nome di “tariffa fissa onnicomprensiva”, si ritiene opportuno che l'interfaccia commerciale dei produttori per l'energia elettrica immessa in rete sia il GSE e che tale energia elettrica sia gestita nel sistema elettrico proprio come nel caso delle tariffe fisse onnicomprensive.

### ***A.5 Modalità di erogazione del ritiro dedicato e dello scambio sul posto***

Il decreto ministeriale 14 febbraio 2017 prevede che l'Autorità aggiorni il servizio di ritiro dedicato nonché dello scambio sul posto, “prevedendone la gestione a cura del gestore di rete e la conseguente risoluzione delle convenzioni in essere con il GSE”.

Inoltre, il medesimo decreto prevede che lo 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, avvenga mediante lo scambio fisico tra il produttore e il gestore di rete, compensabile su base triennale”, ritornando quindi a un modello simile a quello di *net metering* previsto, fino a circa un decennio fa, nel contesto dell'allora mercato vincolato.

Per le stesse motivazioni evidenziate nel paragrafo A.4, nelle more del rilascio della deroga prevista dall'articolo 44 della direttiva 2009/72/CE e della conseguente regolazione di monopolio che consentirà la piena applicazione del decreto ministeriale 14 febbraio 2017, si ritiene opportuno confermare la regolazione vigente. Pertanto, si ritiene che la controparte commerciale nel caso di ritiro dedicato e scambio sul posto, per impianti sia esistenti sia di nuova realizzazione, continui a essere il GSE (come già attualmente avviene)<sup>18</sup> e continui, pertanto, ad applicarsi la deliberazione 280/07 e il relativo Allegato A per quanto riguarda il ritiro dedicato e il Testo Integrato Scambio sul Posto (Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/efr).

#### ***A.6 Determinazione ed erogazione della remunerazione per l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili***

Ai sensi del decreto ministeriale 14 febbraio 2017, la nuova remunerazione spettante ai produttori nel caso di impianti aventi diritto:

- è riconosciuta dalla data di entrata in esercizio degli impianti di produzione ammessi a beneficiarne ed è definita in modo da consentire la programmazione economica degli investimenti;
- è commisurata al costo del combustibile risparmiato per il minor consumo di energia elettrica efficientemente prodotta;
- presenta un valore minimo, 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.

Nel seguito vengono presentati gli orientamenti dell'Autorità.

##### ***A.6.1 Quantificazione del costo del combustibile risparmiato per il minor consumo di energia elettrica efficientemente prodotta***

Come detto in premessa, la remunerazione spettante ai produttori aventi diritto è commisurata al costo del combustibile risparmiato per il minor consumo di energia elettrica efficientemente prodotta.

---

<sup>18</sup> Attualmente, sulle isole non interconnesse, vi sono 145 convenzioni di scambio sul posto in essere con il GSE (per un totale di 1,1 MW), 3 convenzioni di ritiro dedicato in essere con il GSE (per un totale di 0,3 MW) e 22 convenzioni di tariffa fissa onnicomprensiva in essere con il GSE (per un totale di 0,1 MW).

Si ritiene, prima di tutto, che il costo del combustibile risparmiato per il minor consumo di energia elettrica efficientemente prodotta (nel seguito anche: costo evitato efficiente) sia il costo del combustibile evitato per effetto della sostituzione della produzione di energia elettrica da fonti fossili tramite la *best available technology* con un'analoga quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Anche al fine di disporre di dati e considerazioni funzionali alla quantificazione del costo evitato efficiente, l'Autorità ha commissionato a RSE, nell'ambito della ricerca di sistema, uno studio dal titolo “*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), riportato in Allegato A al presente documento per la consultazione.

Da questo studio emerge che, sulle 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.

In termini unitari, il costo evitato efficiente è definito come il prodotto tra il consumo specifico efficiente (rapporto tra quantità di combustibile consumato per unità di energia elettrica prodotta) e il costo unitario del combustibile. Si ritiene prima di tutto opportuno che la struttura della formula utilizzata sia la stessa per tutte le isole non interconnesse, fermo restando il fatto che i valori numerici da inserire nella medesima siano differenziati per ogni isola, come meglio specificato nel seguito: pertanto, il costo evitato efficiente che ne deriva è differenziato per ogni isola.

\*\*\*\*\*

Ai fini della determinazione del consumo specifico efficiente, RSE ha inizialmente analizzato il campione dei generatori diesel attualmente in esercizio presso le isole non interconnesse. Tale analisi ha evidenziato una sostanziale indipendenza del consumo specifico da parametri quali le ore annuali di utilizzo e la vita utile dell'impianto, mentre è emersa una correlazione di tipo logaritmico tra il consumo specifico e la potenza nominale.

Successivamente RSE ha valutato i consumi specifici dei 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, ricavando una correlazione di tipo logaritmico tra il consumo specifico e la potenza nominale. Questa nuova correlazione 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.

Inoltre RSE ritiene 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. Pur disponendo solo dei dati afferenti all'isola di Ustica, RSE ipotizza di considerare i dati della *best available technology* relativi al funzionamento al 60% del carico nominale (dati peraltro di difficile

valutazione in quanto non disponibili a catalogo): con tale ipotesi, l'andamento logaritmico del consumo specifico della *best available technology* in funzione della potenza nominale tende ad assomigliare sempre più all'andamento logaritmico del consumo specifico dei generatori attualmente presenti sulle isole minori non interconnesse in funzione della potenza nominale.

Pertanto RSE, nel proprio studio, ai fini del calcolo del costo evitato efficiente, propone di utilizzare (almeno in sede di prima attuazione) la seguente formula per il calcolo del consumo specifico:

$$C_{SPEC} = -13,78 * \ln(P_{NOM}) + 330,49 \text{ [kg/MWh]}$$

determinata a partire dai dati di funzionamento dei generatori attualmente presenti sulle isole minori non interconnesse, dove  $P_{NOM}$  è la corrispondente potenza nominale media espressa in kW.

La tabella 1 evidenzia, per ogni isola non interconnessa, la quantificazione dei termini  $P_{NOM}$  e  $C_{SPEC}$ . Tali termini sono ipotizzati costanti fino a successiva rideterminazione.

Isola	Potenza nominale media dei generatori diesel	Consumo specifico efficiente
	$P_{NOM}$ [kW]	$C_{SPEC}$ [kg/MWh]
Favignana	1.628	228,585
Lampedusa	2.821	221,010
Levanzo	177	259,163
Linosa	435	246,772
Marettimo	331	250,537
Pantelleria	3.128	219,587
Ponza	1.263	232,084
Lipari	1.700	227,989
Tremiti	657	241,090
Ustica	934	236,242
Giglio	908	236,631
Capri	1.624	228,619
Alicudi	167	259,964
Filicudi	329	250,620
Capraia	478	245,473
Salina	1.313	231,549
Panarea	76	270,812
Stromboli	715	239,924
Ventotene	1.220	232,561
Vulcano	480	245,415

- tabella 1 -

Al fine di valutare l'opportunità di affinare ulteriormente la correlazione ottenuta da RSE, si ritiene opportuno richiedere che i gestori di rete isolani forniscano all'Autorità, nel corso della consultazione, ulteriori dati in particolare relativi al funzionamento medio (in termini percentuali rispetto al carico nominale) di ciascun generatore diesel presente su ciascuna isola. Tali dati potrebbero altresì essere resi disponibili, oltre che

su base media annuale, anche su base mensile o plurimensile al fine di valutare l'opportunità di prevedere un valore del termine  $C_{SPEC}$  differente nei diversi periodi dell'anno (distinguendo, ad esempio, tra estate e inverno al fine di tenere conto dei diversi carichi e, quindi, delle possibili diverse modalità di funzionamento dei motori a combustione interna).

\*\*\*\*\*

Ai fini della determinazione del costo unitario del combustibile, RSE ha cercato di tenere conto sia dei prezzi medi di acquisto del gasolio sia dei costi logistici, a partire dai dati resi disponibili dai gestori isolani (dati che spesso non distinguono tra acquisto della materia prima e trasporto) e dai dati pubblici relativi ai prezzi di acquisto del gasolio.

Per quanto riguarda i prezzi medi di acquisto del gasolio, RSE propone di fare riferimento alle serie storiche dei prezzi industriali (cioè dei prezzi al netto delle imposte) del gasolio per automobili pubblicate dal Ministero dello Sviluppo Economico e disponibili sul sito internet:

<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/mercato-e-consumatori/prezzi/mercati-dei-carburanti/struttura-del-prezzo-medio-nazionale-dei-prodotti-petroliiferi><sup>19</sup>.

Per quanto riguarda i costi logistici, RSE ha proposto alcune formulazioni in funzione della distanza dal porto di approvvigionamento e del costo dei combustibili utilizzati per il trasporto stesso. Tali formulazioni, tuttavia, appaiono poco robuste essendo basate sui pochissimi dati disponibili che, come detto, non distinguono tra acquisto della materia prima e trasporto.

Pertanto RSE, propone di utilizzare la seguente formula che deriva da un modello statistico che mette in relazione il costo totale di acquisto del combustibile ( $C_{standard}$ ) espresso in €/kg con il prezzo industriale del gasolio per auto ( $C_{gasolio\_auto}$ ) espresso in €/kg e con la distanza dal porto di approvvigionamento (D) espressa in km:

$$C_{standard} = 0,0653 + 0,867 * C_{gasolio\_auto} + 0,00052 * D \text{ [€/kg]}$$

Si ritiene opportuno che la formula sia applicata, ove necessario (vds. paragrafi A.6.2 e B.2.1), su base mensile, assumendo che il termine D sia costante e che il termine  $C_{gasolio\_auto}$  sia pari alla media aritmetica dei prezzi del gasolio per auto al netto delle imposte del mese di competenza (dati disponibili presso il Ministero dello Sviluppo Economico<sup>20</sup>), come calcolato dal GSE.

La tabella 2, per ogni isola non interconnessa, evidenzia il termine D, ripresenta la medesima formula di cui sopra in funzione del solo termine  $C_{gasolio\_auto}$  e, a solo titolo

---

<sup>19</sup> I dati sono disponibili in €/l devono pertanto essere convertiti in €/kg dividendoli per il peso specifico del gasolio (assunto pari a 0,845 kg/l).

<sup>20</sup> <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/mercato-e-consumatori/prezzi/mercati-dei-carburanti/struttura-del-prezzo-medio-nazionale-dei-prodotti-petroliiferi>

d'esempio, quantifica il termine  $C_{standard}$  a partire dai valori medi del termine  $C_{gasolio\_auto}$  per l'anno 2016.

Isola	Distanza da porto commerciale D [km]	Costo standard del combustibile	Costo standard del combustibile (con $C_{gasolio\_auto} = 0,512$ €/kg)
		$C_{standard}$ [c€/kg]	$C_{standard}$ [€/kg]
Favignana	19	$7,518 + 86,7 * C_{gasolio\_auto}$	0,519
Lampedusa	225	$18,230 + 86,7 * C_{gasolio\_auto}$	0,626
Levanzo	17	$7,414 + 86,7 * C_{gasolio\_auto}$	0,518
Linosa	173	$15,526 + 86,7 * C_{gasolio\_auto}$	0,599
Marettimo	40	$8,610 + 86,7 * C_{gasolio\_auto}$	0,530
Pantelleria	147	$14,174 + 86,7 * C_{gasolio\_auto}$	0,586
Ponza	50	$9,130 + 86,7 * C_{gasolio\_auto}$	0,535
Lipari	47	$8,974 + 86,7 * C_{gasolio\_auto}$	0,534
Tremiti	44	$8,818 + 86,7 * C_{gasolio\_auto}$	0,532
Ustica	77	$10,534 + 86,7 * C_{gasolio\_auto}$	0,549
Giglio	21	$7,622 + 86,7 * C_{gasolio\_auto}$	0,520
Capri	27	$7,934 + 86,7 * C_{gasolio\_auto}$	0,523
Alicudi	130	$13,29 + 86,7 * C_{gasolio\_auto}$	0,577
Filicudi	110	$12,25 + 86,7 * C_{gasolio\_auto}$	0,566
Capraia	50	$9,130 + 86,7 * C_{gasolio\_auto}$	0,535
Salina	80	$10,690 + 86,7 * C_{gasolio\_auto}$	0,551
Panarea	80	$10,690 + 86,7 * C_{gasolio\_auto}$	0,551
Stromboli	60	$9,650 + 86,7 * C_{gasolio\_auto}$	0,540
Ventotene	53	$9,286 + 86,7 * C_{gasolio\_auto}$	0,537
Vulcano	40	$8,610 + 86,7 * C_{gasolio\_auto}$	0,530

- tabella 2 -

Al fine di valutare l'opportunità di affinare ulteriormente la correlazione ottenuta da RSE (ferma restando l'esigenza di mantenere la stessa struttura della formula per tutte le isole non interconnesse), si ritiene opportuno richiedere che i gestori di rete isolani forniscano all'Autorità, nel corso della consultazione, ulteriori dati finalizzati a dare separata evidenza dei costi di trasporto del combustibile (separati dai costi della materia prima).

\*\*\*\*\*

Infine, la tabella 3, per ogni isola non interconnessa, evidenzia il costo evitato efficiente, pari al prodotto tra il consumo specifico efficiente di cui alla tabella 1 (assunto costante fino a successiva rideterminazione) e il costo unitario del combustibile di cui alla tabella 2 (espresso in funzione del  $C_{gasolio\_auto}$ ): più in dettaglio, la tabella 3 riporta, per ogni isola non interconnessa, la formula complessiva di calcolo del costo evitato efficiente in funzione del solo termine  $C_{gasolio\_auto}$  e, a solo titolo d'esempio, quantifica tale costo evitato efficiente a partire dai valori medi del termine  $C_{gasolio\_auto}$  per l'anno 2016.

Isola	Costo evitato efficiente	Costo evitato efficiente (con $C_{\text{gasolio\_auto}} = 0,512 \text{ €/kg}$ )
	[€/MWh]	[€/MWh]
Favignana	$17,185 + 198,184 * C_{\text{gasolio\_auto}}$	118,7
Lampedusa	$40,290 + 191,616 * C_{\text{gasolio\_auto}}$	138,4
Levanzo	$19,214 + 224,694 * C_{\text{gasolio\_auto}}$	134,3
Linosa	$38,314 + 213,951 * C_{\text{gasolio\_auto}}$	147,9
Marettimo	$21,571 + 217,215 * C_{\text{gasolio\_auto}}$	132,8
Pantelleria	$31,124 + 190,382 * C_{\text{gasolio\_auto}}$	128,6
Ponza	$21,189 + 201,217 * C_{\text{gasolio\_auto}}$	124,2
Lipari	$20,460 + 197,667 * C_{\text{gasolio\_auto}}$	121,7
Tremiti	$21,259 + 209,025 * C_{\text{gasolio\_auto}}$	128,3
Ustica	$24,886 + 204,822 * C_{\text{gasolio\_auto}}$	129,8
Giglio	$18,036 + 205,159 * C_{\text{gasolio\_auto}}$	123,1
Capri	$18,139 + 198,213 * C_{\text{gasolio\_auto}}$	119,6
Alicudi	$34,549 + 225,389 * C_{\text{gasolio\_auto}}$	149,9
Filicudi	$30,699 + 217,277 * C_{\text{gasolio\_auto}}$	142,0
Capraia	$22,412 + 212,825 * C_{\text{gasolio\_auto}}$	131,4
Salina	$24,753 + 200,753 * C_{\text{gasolio\_auto}}$	127,5
Panarea	$28,950 + 234,794 * C_{\text{gasolio\_auto}}$	149,2
Stromboli	$23,153 + 208,014 * C_{\text{gasolio\_auto}}$	129,7
Ventotene	$21,596 + 201,630 * C_{\text{gasolio\_auto}}$	124,8
Vulcano	$21,130 + 212,775 * C_{\text{gasolio\_auto}}$	130,1

- tabella 3 -

Il valore del costo evitato efficiente viene calcolato mensilmente dal GSE sulla base delle formule complessive riportate in tabella 3 in funzione dei valori del termine  $C_{\text{gasolio\_auto}}$  (determinati come già in precedenza riportato). La struttura delle predette formule e/o i valori dei coefficienti in esse presenti potranno essere oggetto di innovazione, previa consultazione, qualora le ipotesi alla base della loro determinazione non dovessero più essere rappresentative della realtà. A tal fine, indipendentemente dall'insorgere di esigenze contingenti, si potrebbe prevedere una verifica periodica (ad esempio ogni tre anni) del permanere della rappresentatività delle richiamate ipotesi.

Si noti che il costo evitato efficiente quantificato nel presente paragrafo assume rilievo solo ai fini della remunerazione dell'energia elettrica e termica di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017. Non assume, allo stato attuale, alcun rilievo in merito al riconoscimento dei costi dei gestori isolani che, pertanto, transitoriamente continua a essere effettuato con le modalità vigenti.

- S3. *Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere presentate al fine di meglio identificare il costo evitato efficiente? Perché?*
- S4. *Si ritiene necessario introdurre ulteriori elementi di differenziazione tra le diverse isole non interconnesse? Quali?*

#### A.6.2 *Elementi prodromici alla determinazione della remunerazione spettante ai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili*

Nell'ambito del medesimo studio sopra richiamato, RSE, in relazione a diverse taglie di impianti fotovoltaici, ha effettuato ricerche e analisi 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 sulle isole e della disponibilità sulle isole stesse di personale specializzato nell'installazione e manutenzione degli impianti), come meglio specificato nello studio al quale si rimanda. Alcuni elementi e alcune ipotesi possono essere oggetto di affinamento qualora, durante la consultazione, emergano ulteriori dati ed elementi giustificati e supportati da documentazione utile, con particolare riferimento ai costi logistici che nelle isole, per motivi geografici, possono essere rilevanti. Comunque i costi di investimento e di gestione riportati nello studio di RSE (e, di conseguenza, la remunerazione che da essi deriva come meglio specificato nel seguito) intendono essere rappresentativi delle iniziative sviluppabili sulle isole minori non interconnesse e non possono, pertanto, essere assunti come riferimento per le restanti parti del territorio nazionale.

Non si ritiene necessario, almeno in fase di prima attuazione e fatte salve diverse evidenze che dovessero emergere durante la consultazione, estendere tale analisi alle altre fonti rinnovabili in quanto appare poco probabile il loro utilizzo sulle isole non interconnesse sia in relazione alla disponibilità in loco delle fonti medesime (il che è condizione necessaria per accedere alla remunerazione prevista dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017) sia in relazione alla loro effettiva realizzabilità (ivi incluse le motivazioni di carattere autorizzativo).

Il *range* di costi di investimento e di gestione raccolti ed elaborati da RSE rappresentano il punto di partenza per calcolare i prezzi minimi e massimi di valorizzazione dell'energia elettrica prodotta che consentano ai produttori un'adeguata remunerazione del capitale investito. A tal fine, RSE nel proprio studio, utilizzando un *Weighted Average Cost of Capital (WACC)* assunto convenzionalmente pari al 4%, ha calcolato i richiamati prezzi, introducendo diverse ipotesi in merito alla durata del periodo di remunerazione.

Non si ravvisa l'esigenza di identificare costi di investimento e di gestione (e, conseguentemente prezzi minimi e massimi di valorizzazione dell'energia elettrica prodotta) differenziati per ciascuna isola.

I risultati ottenuti da RSE sono sintetizzati nella tabella 4: si rimanda invece allo studio di RSE per ulteriori dettagli in merito ai calcoli effettuati.

Impianti fotovoltaici					
Potenza	Periodo di remunerazione	Costo di investimento	Costo di O&M		Remunerazione per la copertura dei costi (WACC = 4%)
[kW]	[anni]	[€/kW]	[€/kW/anno]		[€/MWh]
0,5≤P≤6	12	1.800	52	min	168,0
		2.400		max	210,5
	20	1.800	52	min	136,9
		2.400		max	166,8
6<P≤20	12	1.630	48	min	150,3
		2.200		max	190,7
	20	1.630	48	min	124,2
		2.200		max	152,5
20<P≤200	12	1.500	46	min	138,2
		2.000		max	173,7
	20	1.500	46	min	115,5
		2.000		max	140,4
P>200	12	1.400	44	min	127,4
		1.800		max	155,7
	20	1.400	44	min	107,7
		1.800		max	127,6

- tabella 4 -

Sulla base dei risultati sopra riassunti, ai fini dell'applicazione del decreto ministeriale 14 febbraio 2017 appare ragionevole prevedere un periodo di remunerazione pari a 20 anni, anche al fine di garantire che esso sia il più possibile prossimo alla vita utile dell'impianto di produzione in piena coerenza con le scelte adottate nei recenti decreti interministeriali 5 luglio 2012 e 23 giugno 2016. Tra l'altro, un periodo di remunerazione di 20 anni è anche più coerente con il concetto stesso di costo evitato efficiente (che, infatti, accompagna tutta la vita utile dell'impianto di produzione) su cui si fonda il decreto ministeriale 14 febbraio 2017.

Inoltre, a partire dai risultati sopra riportati, si ritiene opportuno presentare alcune ulteriori riflessioni in merito alla remunerazione del capitale investito nel caso di investimenti in impianti di produzione di energia elettrica ammessi a beneficiare di quanto previsto dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017, definendo un opportuno valore del WACC in sostituzione di quello adottato in via ipotetica da RSE.

A tal fine, si ritiene opportuno fare riferimento alla formula per il calcolo del WACC riportata all'articolo 3 dell'Allegato A alla deliberazione 583/2015/R/com, recante criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2016-2021 (TIWACC 2016-2021).

Per l'anno 2018, si intende attribuire ai parametri presenti nella formula gli stessi valori già indicati nel TIWACC 2016-2021 a cui si rimanda (il medesimo Testo Integrato non riporta ancora i valori dei diversi parametri della formula per il triennio 2019-2021), con l'eccezione dei seguenti, al fine di tenere conto delle peculiarità degli impianti di produzione di energia elettrica rispetto agli investimenti infrastrutturali:

- al termine  $g$ , pari al rapporto tra il capitale di debito (D) e la somma di capitale proprio (E) e capitale di debito (D+E), si ritiene opportuno attribuire un valore pari a 0,8. Ciò significa considerare un apporto medio di capitale di rischio (E) pari al 20% e, conseguentemente, un apporto medio di capitale di debito (D) pari al 80%, in coerenza con le considerazioni riportate nello Studio RSE;
- al termine  $\beta^{\text{asset}}$ , che è una misura del rischio sistematico depurato dall'effetto derivante dalla struttura finanziaria e dal livello di indebitamento delle imprese, un valore pari a 0,429, lievemente superiore (+10%) a quello mediamente riferibile a investimenti nelle reti elettriche di distribuzione che rappresentano un livello di rischio inferiore rispetto a quello relativo a investimenti in impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili; conseguentemente il termine  $\beta^{\text{levered}}$  assume un valore pari a 1,67<sup>21</sup> (il valore indicato per il parametro  $\beta^{\text{levered}}$  è correlato alla ripartizione percentuale ipotizzata tra capitale di debito e capitale di rischio).

Con queste ipotesi, si ottiene un valore del *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) nominale pre-tasse pari a 5,31%.

A partire dai risultati ottenuti da RSE, applicando un valore del WACC pari a 5,31% si ottengono i seguenti prezzi minimi e massimi che consentono ai produttori un'adeguata remunerazione del capitale investito, mantenendo le medesime ipotesi in merito alla durata del periodo di remunerazione (tabella 5):

Impianti fotovoltaici					
Potenza	Periodo di remunerazione	Costo di investimento	Costo di O&M		Remunerazione per la copertura dei costi (WACC = 5,31%)
[kW]	[anni]	[€/kW]	[€/kW/anno]		[€/MWh]
0,5≤P≤6	20	1.800	52	min	147,7
		2.400		max	181,0
6<P≤20	20	1.630	48	min	134,1
		2.200		max	165,7
20<P≤200	20	1.500	46	min	124,7
		2.000		max	152,5
P>200	20	1.400	44	min	116,4
		1.800		max	138,6

- tabella 5. Per la definizione di potenza si veda il paragrafo A.1 -

La tabella 6 riporta i prezzi medi che consentono ai produttori un'adeguata remunerazione del capitale investito, mantenendo le medesime ipotesi in merito alla durata del periodo di remunerazione. Essi sono, per semplicità, assunti pari alla media aritmetica dei valori riportati nella tabella 5.

<sup>21</sup> A titolo d'esempio, a partire da un termine  $\beta^{\text{asset}}$  pari a 0,390 congiuntamente a un termine  $g$  pari a 0,444, il termine  $\beta^{\text{levered}}$  risulta pari a 0,616 per le attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Impianti fotovoltaici		
Potenza	Periodo di remunerazione	Remunerazione per la copertura dei costi (WACC = 5,31%)
[kW]	[anni]	[€/MWh]
0,5≤P≤6	20	164,4
6<P≤20	20	149,9
20<P≤200	20	138,6
P>200	20	127,5

- tabella 6. Per la definizione di potenza si veda il paragrafo A.1 -

- S5. Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere presentate in merito alle ipotesi sopra descritte? Perché?
- S6. Si ritiene necessario introdurre elementi di differenziazione dei costi di investimento e di gestione tra le diverse isole non interconnesse? Quali?

#### A.6.3 Quantificazione della remunerazione spettante per l'energia elettrica immessa in rete e per l'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito. Modalità di erogazione

Prima di definire la remunerazione spettante ai sensi del decreto ministeriale 14 febbraio 2017 per l'energia elettrica immessa in rete e per l'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito, occorre determinare la cosiddetta "tariffa base", assumendo, come sopra indicato, un periodo di remunerazione pari a 20 anni.

Come previsto dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017, la "tariffa base" è pari al costo evitato efficiente (differenziato per ogni isola, vds. tabella 3), con un valore minimo e uno massimo, rispettivamente pari, per ogni classe di potenza, ai valori minimo e massimo di cui alla tabella 5. Pertanto, per ogni mese:

- nei casi in cui il costo evitato efficiente (calcolato su base mensile), risulta inferiore rispetto al valore minimo, la "tariffa base" è pari al predetto valore minimo;
- nei casi in cui il costo evitato efficiente risulta compreso tra il valore minimo e il valore massimo, la "tariffa base" è pari al costo evitato efficiente;
- nei casi in cui il costo evitato efficiente risulta superiore rispetto al valore massimo, la "tariffa base" è pari al predetto valore massimo.

Questa soluzione è perfettamente aderente al dettato del decreto 14 febbraio 2017 ma comporta una remunerazione variabile su base mensile, in funzione delle fluttuazioni del costo evitato efficiente, pur nell'ambito dell'intervallo tra il valore minimo e quello massimo indicati.

Si potrebbe valutare, in alternativa, la possibilità che la "tariffa base" rimanga invariata per l'intero periodo di remunerazione e che, in prima approssimazione e per semplicità (fatte salve diverse considerazioni che, nel corso della consultazione, potrebbero condurre a identificare costi di investimento e di gestione utilizzabili come mediamente rappresentativi), sia pari ai valori riportati in tabella 6. Questa alternativa è di semplice

applicazione perché non tiene conto delle fluttuazioni del costo evitato efficiente (quest'ultimo è come se fosse solamente una componente implicita della tariffa base); pur non essendo del tutto in linea con il dettato del decreto ministeriale 14 febbraio 2017 potrebbe comunque essere sostenibile basandosi sull'assunto che la remunerazione spettante che ne deriverebbe è prossima al costo evitato efficiente medio (pari, sulla base dei dati 2016 evidenziati in tabella 3, a 131,6 €/MWh).

Indipendentemente dalla scelta che verrà effettuata, si ritiene opportuno prevedere, ai fini della determinazione della "tariffa base", che i valori di cui alla tabella 5 (o, analogamente, della tabella 6), una volta identificati per ogni impianto di produzione alla sua data di entrata in esercizio, rimangano per semplicità invariati per l'intero periodo della remunerazione. Il costo evitato efficiente, invece, oltre a variare su base mensile in funzione dei prezzi del gasolio, può essere oggetto di rideterminazione (ove necessario, qualora le ipotesi alla base della formula tramite cui viene quantificato non dovessero più essere rappresentative della realtà) anche durante il periodo di remunerazione.

I valori di cui alla tabella 5 (o, analogamente, della tabella 6) sono soggetti a complessiva revisione su base triennale previa consultazione; nell'ambito di ciascun triennio, essi sono oggetto di revisione automatica (effettuata dall'Autorità) a fronte di eventuali aggiornamenti, ai sensi del TIWACC, dei parametri che compongono il WACC (ferme restando le ipotesi assunte per i termini  $g$  e  $\beta^{\text{asset}}$  fino a loro successiva esplicita revisione). I valori così rivisti vengono applicati agli impianti che entrano in esercizio successivamente alle revisioni.

\*\*\*\*\*

Sono ora disponibili tutti gli elementi per esplicitare la remunerazione spettante ai produttori.

Si precisa fin da subito che la predetta remunerazione spettante non trova applicazione solo per gli impianti fotovoltaici, benché gli elementi utilizzati per la sua determinazione, in sede di prima attuazione, siano ad essi riferiti, ma anche per gli altri impianti alimentati da fonti rinnovabili che rispettano i requisiti previsti dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017. Potrà essere definita, all'occorrenza, la specifica remunerazione nel caso di altre fonti purché utilizzate tramite tecnologie commerciali (a tal fine, nel corso della consultazione, può essere opportuno rendere disponibile la documentazione e i dati necessari) e fermi restando i principi su cui si fonda il decreto ministeriale 14 febbraio 2017 (secondo cui la remunerazione è correlata al costo evitato efficiente e, pertanto, anche i relativi valori minimo e massimo non possono essere troppo difforni da esso). Si ritiene altresì che, qualora dovessero essere realizzati impianti sperimentali o innovativi alimentati da fonti rinnovabili (quali quelli alimentati dalla fonte mareomotrice o moto ondoso o dalla fonte geotermica), gli eventuali extra costi non coperti dalla remunerazione di "default" (definita sulla base dei costi relativi agli impianti fotovoltaici) possano trovare copertura nell'ambito dei progetti integrati innovativi di cui all'articolo 6 del decreto ministeriale 14 febbraio 2017.

Si ritiene che la remunerazione spettante sia:

- di tipo *feed in tariff* per la quota di energia elettrica prodotta e immessa in rete, pari al minimo tra l'energia elettrica prodotta netta e l'energia elettrica immessa in rete. Più in dettaglio, con riferimento a tale quota di energia elettrica, il GSE ritira commercialmente tale energia elettrica riconoscendo al produttore una remunerazione onnicomprensiva pari alla "tariffa base" sopra definita, come vigente alla data di entrata in esercizio dell'impianto di produzione. Tale energia elettrica viene successivamente negoziata 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. La differenza tra i costi e i ricavi del GSE viene posta a valere sull'apposito Conto alimentato dall'elemento  $A_{uc4RIM}$  della componente tariffaria  $A_{RIM}$ ;
  - 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 quella immessa in rete. Con riferimento a tale quota di energia elettrica, il GSE eroga al produttore un incentivo di tipo *feed in premium*, calcolato come differenza, se positiva, tra la "tariffa base" sopra definita (come vigente alla data di entrata in esercizio dell'impianto di produzione) e il valore attribuito all'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito.
- Si ritiene opportuno che quest'ultimo valore sia pubblicato su base mensile dal GSE e che sia convenzionalmente calcolato come somma della media aritmetica dei valori orari del Prezzo Unico Nazionale (di seguito: PUN) del mese di competenza<sup>22</sup> e del corrispettivo unitario mensile denominato  $CU_{Sf,m}$ <sup>23</sup> calcolato per il mese di competenza nell'ipotesi di cliente domestico residente con consumo inferiore a 1800 kWh/anno. I costi in capo al GSE per il pagamento del *feed in premium* sono posti a valere sull'apposito Conto alimentato dall'elemento  $A_{uc4RIM}$  della componente tariffaria  $A_{RIM}$ .

Ai fini della determinazione dell'energia elettrica prodotta netta, trova applicazione quanto già disposto dai decreti interministeriali 5 luglio 2012 e 23 giugno 2016, ivi inclusa la quantificazione dei consumi dei servizi ausiliari di impianto. Qualora fossero presenti sistemi di accumulo, trovano applicazione le disposizioni già previste dalla deliberazione 574/2014/R/eel.

Come anticipato, il periodo di diritto alla remunerazione è pari a 20 anni dalla data di entrata in esercizio<sup>24</sup>. Tale periodo di diritto alla remunerazione viene considerato al netto di eventuali fermate disposte a seguito di problematiche connesse alla sicurezza della rete ovvero a seguito di eventi calamitosi riconosciuti come tali dalle competenti

<sup>22</sup> Con esclusivo riferimento alle ore diurne (convenzionalmente assunte tra 8 e le 20) nel caso di impianti fotovoltaici.

<sup>23</sup> Il termine  $CU_{Sf,m}$ , pur definito ai fini dello scambio sul posto, è pari alla somma delle parti variabili (espresse in c€/kWh) delle componenti tariffarie di trasmissione e di distribuzione nonché di quelle a copertura degli oneri generali di sistema. Si ritiene pertanto che la somma di tale termine e del PUN possa ragionevolmente rappresentare il valore dell'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito: orientativamente tale valore è prossimo a 100 €/MWh.

<sup>24</sup> La data di entrata in esercizio è la data di attivazione della connessione come indicata nel sistema GAUDÌ al termine dell'iter di connessione.

Autorità, applicando i medesimi criteri di cui ai decreti interministeriali 5 luglio 2012 e 23 giugno 2016. Per gli anni successivi a tale primo periodo, si ritiene che l'energia elettrica prodotta dai medesimi impianti possa essere ritirata e valorizzata sulla base degli altri schemi regolatori vigenti (quali l'attuale ritiro dedicato) ferma restando l'innovazione che verrà definita a seguito dell'ottenimento della deroga prevista dall'articolo 44 della direttiva 2009/72/CE (in un ambito di monopolio regolato).

Si ritiene inoltre che ai produttori che percepiscono la remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017 si debba applicare un corrispettivo convenzionale a copertura dei costi amministrativi del GSE. Esso, per semplicità e in modo simile con quanto previsto dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014, potrebbe essere posto pari a 0,05 c€/kWh con esclusione degli impianti di potenza fino a 3 kW destinati all'autoconsumo.

Si ritiene infine che il GSE provveda alla liquidazione degli importi dovuti in applicazione del decreto ministeriale 14 febbraio 2017 su base mensile secondo modalità dal medesimo definite, sulla base di convenzioni sottoscritte con il soggetto produttore, previa approvazione della convenzione tipo da parte dell'Autorità. Tale convenzione, per semplicità amministrativa, può prevedere che i pagamenti non vengano effettuati su base mensile qualora l'importo totale da erogare sia inferiore (ad esempio) a 100 euro: in tali casi il pagamento viene effettuato quando il totale cumulato plurimensile raggiunge la predetta soglia minima per l'erogazione.

*S7. Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere presentate in merito alla remunerazione spettante per l'energia elettrica immessa in rete e per l'energia elettrica consumata in sito? Si ritiene preferibile definire un valore costante su base annuale per l'energia elettrica prodotta e istantaneamente consumata in sito?*

#### *A.6.4 Elementi conclusivi*

Per quanto riguarda l'evoluzione dell'impianto di produzione durante il periodo di diritto alla remunerazione, riprendendo quanto già disposto dai decreti interministeriali 5 luglio 2012 e 23 giugno 2016, si ritiene opportuno prevedere che:

- lo spostamento di un impianto in un sito diverso da quello di prima installazione comporti la decadenza dal diritto alla remunerazione prevista dal decreto 14 febbraio 2017;
- fatti salvi gli interventi di potenziamento, eventuali modifiche, sullo stesso sito, della configurazione dell'impianto non possano comportare un incremento della remunerazione spettante;
- la cessione dell'impianto, ovvero dell'edificio o unità immobiliare su cui è ubicato l'impianto congiuntamente all'impianto stesso, debba essere comunicata al GSE entro 30 giorni dalla data di registrazione dell'atto di cessione;
- eventuali interventi effettuati sugli impianti ammessi a beneficiare della remunerazione prevista dal decreto 14 febbraio 2017 debbano rispettare i requisiti

definiti dal GSE per l'intero territorio nazionale, in attuazione dell'articolo 30 del decreto interministeriale 23 giugno 2016;

- la remunerazione prevista dal decreto 14 febbraio 2017 sia alternativa al ritiro dedicato e allo scambio sul posto e non sia cumulabile con altri incentivi pubblici comunque denominati fatte salve le disposizioni di cui all'articolo 26 del decreto legislativo 28/11.

Si ritiene altresì opportuno prevedere che la remunerazione di cui al paragrafo A.6.3 indicata trovi applicazione anche nel caso dei gestori di rete isolani, non solo nel caso dei produttori terzi, benché il decreto ministeriale 14 febbraio 2017 preveda che la remunerazione sia comprensiva del valore dell'energia per le sole produzioni realizzate da soggetti diversi dai gestori di rete. Quanto previsto dal decreto è infatti pienamente applicabile solo in un contesto di effettivo monopolio, in cui l'energia elettrica prodotta dai gestori di rete viene utilizzata direttamente dai medesimi per la vendita ai clienti finali: si rimanda pertanto tale previsione a seguito dell'ottenimento della deroga prevista dall'articolo 44 della direttiva 2009/72/CE. Naturalmente gli impianti di produzione realizzati dai gestori isolani e remunerati ai sensi del decreto ministeriale 14 febbraio 2017 vengono esclusi dal più generale meccanismo di riconoscimento dei costi complessivamente sostenuti dai medesimi.

Infine, potrebbero rendersi necessari approfondimenti in merito al valore della remunerazione spettante, ai sensi del decreto ministeriale 14 febbraio 2017, nel caso di impianti oggetto di riattivazione (se presenti) al fine di evitare doppie remunerazioni qualora tali impianti abbiano già beneficiato in precedenza di altri strumenti incentivanti e non siano stati oggetto, nel frattempo, di totale rifacimento. Pertanto, durante la consultazione, si ritiene opportuno raccogliere elementi utili, anche per il tramite dei gestori isolani: ciò sia al fine di identificare eventuali impianti di produzione interessati da interventi di riattivazione, sia al fine di effettuare corrette valutazioni in merito all'entità della remunerazione spettante.

S8. *Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere presentate? Perché?*

## **Parte B - Orientamenti dell'Autorità in merito agli impianti di produzione di energia termica da fonti rinnovabili**

### ***B.1 Condizioni per l'accesso alla nuova remunerazione prevista dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017***

Occorre, prima di tutto, definire compiutamente quali sono gli impianti che possono accedere alla nuova remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017.

Ai sensi del medesimo decreto, la nuova remunerazione spetta solo:

- 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 che farà seguito al presente documento, purché rispettino i requisiti di cui all'Allegato 2 al decreto ministeriale 14 febbraio 2017;

- 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 che farà seguito al presente documento, purché rispettino i requisiti di cui all'Allegato 2 al decreto ministeriale 14 febbraio 2017.

In relazione alle caratteristiche che gli impianti di produzione di energia termica devono possedere ai fini dell'accesso alla nuova remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017, si ritengono sufficienti le condizioni già previste dall'Allegato 2 al decreto ministeriale 14 febbraio 2017. Peraltro, in relazione a tali impianti, il decreto stesso non indica nessun intervento ulteriore da parte dell'Autorità.

Si ritiene che gli impianti di produzione di energia termica possano accedere alla remunerazione di cui al decreto 14 febbraio 2017 tramite accesso diretto a seguito dell'entrata in esercizio, presentando richiesta al GSE secondo le modalità da quest'ultimo definite. Si ritiene che le richiamate modalità per la richiesta della remunerazione di cui al decreto 14 febbraio 2017 (comprensive della documentazione da rendere disponibile) siano definite dal GSE, anche nel corso della presente consultazione, previa approvazione da parte dell'Autorità. A tal fine il GSE si avvale, per quanto possibile, delle procedure già definite in attuazione del decreto interministeriale 16 febbraio 2016 (cd. conto termico).

Si ricorda, infine, che il GSE è responsabile dei controlli sugli impianti ammessi a beneficiare della remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017, come evidenziato nell'articolo 3 del medesimo decreto.

## ***B.2 Quantificazione e modalità di erogazione della remunerazione spettante per l'energia termica prodotta***

Ai sensi del decreto ministeriale 14 febbraio 2017, la nuova remunerazione spettante ai produttori nel caso di impianti aventi diritto:

- nel caso delle pompe di calore, è erogata in un'unica soluzione ed è pari al 50% della spesa sostenuta per l'acquisto, nel limite massimo di 500 euro per prodotti con capacità inferiore o uguale a 150 litri e di 850 euro per prodotti con capacità superiore a 150 litri;
- nel caso di pannelli solari termici, è commisurata al costo del combustibile risparmiato per il minor consumo di energia elettrica efficientemente prodotta, assumendo che ogni metro quadrato di pannello generi energia termica pari a 600 kWh/anno corrispondenti a pari risparmio di energia elettrica. La remunerazione è riconosciuta dalla data di entrata in esercizio degli impianti di produzione ammessi a beneficiarne ed è definita in modo da consentire la programmazione economica degli investimenti. Inoltre, essa presenta un valore minimo, 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.

Nel seguito vengono presentati gli orientamenti dell'Autorità.

#### *B.2.1 Il caso delle pompe di calore*

In questo caso, il valore della remunerazione è già definito dal decreto ministeriale 14 febbraio 2017. Si ritiene pertanto sufficiente prevedere che il GSE eroghi, secondo modalità dal medesimo definite, sulla base di convenzioni sottoscritte con il produttore previa approvazione della convenzione tipo da parte dell'Autorità, la remunerazione spettante in un'unica soluzione entro sei mesi dalla data di consegna, al medesimo GSE, di tutta la documentazione necessaria come definita ai sensi del paragrafo B.1 (con particolare riferimento alla documentazione attestante l'acquisto delle pompe di calore, ivi incluso il costo complessivamente sostenuto).

#### *B.2.2 Il caso dei pannelli solari termici*

In relazione ai pannelli solari termici, il decreto ministeriale 14 febbraio 2017 stabilisce che la remunerazione spettante ai produttori sia commisurata al costo evitato efficiente, assumendo che ogni metro quadrato di pannello generi energia termica pari a 600 kWh/anno corrispondenti a pari risparmio di energia elettrica. Ciò porta a definire una remunerazione differente per ogni isola (poiché il costo evitato efficiente è differenziato per isola, vds. tabella 3) e variabile tra 71,2 €/m<sup>2</sup> annui per Favignana e 89,9 €/m<sup>2</sup> annui per Alicudi, come meglio esposti nella tabella 7 (nell'ipotesi di costo evitato efficiente calcolato con  $C_{\text{gasolio\_auto}} = 0,512 \text{ €/kg}$ ).

Isola	Costo evitato efficiente	Remunerazione per pannelli solari termici
	[€/MWh]	[€/m2]
Favignana	118,7	71,2
Lampedusa	138,4	83,0
Levanzo	134,2	80,5
Linosa	147,9	88,7
Marettimo	132,8	79,7
Pantelleria	128,6	77,2
Ponza	124,2	74,5
Lipari	121,7	73,0
Tremiti	128,3	77,0
Ustica	129,7	77,8
Giglio	123,1	73,9
Capri	119,6	71,8
Alicudi	149,9	89,9
Filicudi	142,0	85,2
Capraia	131,4	78,8
Salina	127,5	76,5
Panarea	149,2	89,5
Stromboli	129,7	77,8
Ventotene	124,8	74,9
Vulcano	130,1	78,1

- tabella 7 -

Tale remunerazione, a cui dovrebbe essere affiancato un valore minimo e uno massimo che tengano conto dei costi di investimento e di gestione nonché di un'adeguata remunerazione del capitale investito, dovrebbe essere riconosciuta per un periodo pluriennale prossimo alla vita utile dei pannelli solari termici (stimabile in 15 anni). Una siffatta procedura, benché strettamente aderente al decreto ministeriale 14 febbraio 2017, richiederebbe il pagamento di piccoli importi per periodi prolungati a fronte di una difficile verificabilità degli impianti. In più, appare che il riconoscimento del costo evitato efficiente su un orizzonte temporale di 15 anni comporterebbe una remunerazione complessiva mediamente 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 e che, per siffatti impianti, appare preferibile adottare soluzioni semplici con pagamento anticipato all'anno di installazione, si ritiene sufficiente limitarsi a una soluzione concettualmente

simile a quella prevista nell'ambito del conto termico di cui al decreto interministeriale 16 febbraio 2016<sup>25</sup>.

Pertanto, RSE, nel proprio studio, in relazione a diverse tipologie impiantistiche, ha identificato costi di investimento e di gestione che ragionevolmente possano tenere conto delle peculiarità delle isole non interconnesse. Tali costi rappresentano il punto di partenza per calcolare la remunerazione spettante: a tal fine, RSE (nell'ipotesi che i pannelli solari termici vadano a sostituire i boiler elettrici) ha tenuto conto 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, e ha utilizzato un *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) assunto convenzionalmente pari al 4%.

I risultati finali ottenuti da RSE sono sintetizzati nella tabella 8: essi, non essendo misurabili i kWh termici prodotti, sono espressi in €/m<sup>2</sup>, nell'ipotesi di erogazione in una sola soluzione (ipotesi, quest'ultima, ritenuta accettabile visti gli importi e data l'esigenza di semplicità applicativa). A tal fine, la superficie è la medesima di cui al decreto interministeriale 16 febbraio 2016, cioè la superficie lorda Ag come precisata nel documento del GSE "Regole applicative del D.M. 16 Febbraio 2016".

Si rimanda allo studio di RSE per ulteriori dettagli in merito ai calcoli effettuati.

Impianti con pannelli solari termici			
Taglia	Costo di investimento	Costo di O&M	Remunerazione per la copertura dei costi (WACC = 4%)
[kW]	[€/m <sup>2</sup> ]	[€/m <sup>2</sup> /anno]	[€/m <sup>2</sup> ]
Circolazione naturale	700	10	231,0
Circolazione forzata	1.050	21	703,0

- tabella 8 -

A partire da questi risultati, è stato applicato per semplicità lo stesso valore del WACC ipotizzato per gli impianti di produzione di energia elettrica (5,31%), ottenendo i risultati indicati nella tabella 9.

Impianti con pannelli solari termici			
Taglia	Costo di investimento	Costo di O&M	Remunerazione per la copertura dei costi (WACC = 5,31%)
[kW]	[€/m <sup>2</sup> ]	[€/m <sup>2</sup> /anno]	[€/m <sup>2</sup> ]
Circolazione naturale	700	10	262,0
Circolazione forzata	1.050	21	724,0

- tabella 9 -

<sup>25</sup> Tale decreto prevede che, nel caso di pannelli solari termici, la remunerazione spettante sia erogata con due o cinque rate annuali (due anni nel caso in cui la superficie lorda sia al più pari a 50 m<sup>2</sup>; cinque anni negli altri casi).

La remunerazione spettante viene erogata dal GSE secondo modalità dal medesimo definite, sulla base di convenzioni sottoscritte con il produttore, previa approvazione della convenzione tipo da parte dell’Autorità, in un’unica soluzione entro sei mesi dalla data di consegna della documentazione necessaria (come definita dal medesimo GSE ai sensi del paragrafo B.1).

I valori di cui alla tabella 9 sono soggetti a complessiva revisione su base triennale previa consultazione; nell’ambito di ciascun triennio, essi sono oggetto di revisione automatica (effettuata dall’Autorità) a fronte di eventuali aggiornamenti, ai sensi del TIWACC, dei parametri che compongono il WACC. I valori così rivisti vengono applicati agli impianti che vengono installati successivamente a tali revisioni.

Infine, qualora sulle isole non interconnesse dovessero essere realizzati impianti solari termici diversi da quelli qui indicati o di *solar cooling*, si ritiene opportuno, in sede di prima attuazione, applicare la medesima remunerazione prevista per gli impianti solari termici a convezione forzata.

- S9. *Quali ulteriori considerazioni potrebbero essere presentate in merito alla remunerazione della produzione di energia termica tramite pannelli solari? Perché?*
- S10. *Si ritiene opportuno introdurre ulteriori tipologie di pannelli solari termici? Quali? In tal caso è necessario rendere disponibili i dati dei relativi costi medi di investimento e di gestione opportunamente giustificati.*

### *B.2.3 Modalità di erogazione della remunerazione spettante*

Si ritiene che remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017 (come definita dal decreto medesimo per le pompe di calore e come definita nella tabella 9 per i pannelli solari termici) sia riconosciuta ai produttori dal GSE e che i costi in capo al GSE siano posti a valere sull’apposito Conto alimentato dall’elemento  $A_{uc4RIM}$  della componente tariffaria  $A_{RIM}$ .

Si ritiene altresì che ai produttori che percepiscono la remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017 si debba applicare 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.

### *B.2.4 Elementi conclusivi*

Riprendendo quanto già disposto dal decreto interministeriale 16 febbraio 2016, si ritiene opportuno prevedere che:

- eventuali modifiche, sullo stesso sito, della configurazione dell’impianto non possano comportare un incremento della remunerazione spettante;

- la cessione dell'impianto, ovvero dell'edificio o unità immobiliare su cui è ubicato l'impianto congiuntamente all'impianto stesso, debba essere comunicata al GSE entro 30 giorni dalla data di registrazione dell'atto di cessione;
- la remunerazione prevista dal decreto 14 febbraio 2017 non sia cumulabile con altri incentivi pubblici comunque denominati fatte salve le disposizioni di cui all'articolo 12 del decreto interministeriale 16 febbraio 2016.

**Parte C - Orientamenti dell'Autorità in merito alle modalità di rendicontazione dell'applicazione del decreto ministeriale 14 febbraio 2017**

Ai fini del monitoraggio dell'attuazione del decreto ministeriale 14 febbraio 2017 e, in particolare, dei costi posti in capo alla collettività, si ritiene opportuno prevedere che il GSE trasmetta all'Autorità, con cadenza annuale, entro il 31 marzo:

- a) per ogni fonte, il numero di impianti di produzione, la potenza installata, la quantità annuale dell'energia elettrica prodotta netta, dell'energia elettrica immessa in rete e dell'energia elettrica ammessa alla remunerazione, nonché l'impatto sull'elemento  $A_{uc4RIM}$  della componente tariffaria  $A_{RIM}$ , 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*;
- b) nel caso di impianti solari termici che beneficiano della remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017, il numero di impianti, la rispettiva superficie lorda, nonché l'impatto sull'elemento  $A_{uc4RIM}$  della componente tariffaria  $A_{RIM}$ ;
- c) nel caso di pompe di calore che beneficiano della remunerazione di cui al decreto ministeriale 14 febbraio 2017, il numero di impianti nonché l'impatto sull'elemento  $A_{uc4RIM}$  della componente tariffaria  $A_{RIM}$ .

Ai fini del più generale monitoraggio degli impianti di produzione presenti sulle isole non interconnesse, si ritiene opportuno inoltre che il GSE, nell'ambito della comunicazione annuale ai sensi dell'Allegato B alla deliberazione 128/2017/R/eel, dia separata evidenza degli impianti che accedono ai meccanismi di ritiro dedicato, scambio sul posto o ad altre tipologie di tariffa incentivante (tariffa fissa onnicomprensiva, *feed in premium* sostitutivo dei certificati verdi, ecc.).

Infine, si ritiene opportuno che il GSE, all'occorrenza, renda disponibile all'Autorità le informazioni di cui alle precedenti lettere da a) a c) distinte per isola.

## **Allegato 1 – Requisiti dei componenti e degli impianti fotovoltaici**

### Componenti

I principali componenti di impianti fotovoltaici, moduli e inverter, devono essere dotati di certificazioni di conformità, alle norme di seguito indicate, rilasciate da un Organismo di Certificazione accreditato (allo scopo della norma), in seguito a prove di tipo eseguite presso un Laboratorio accreditato (per le specifiche prove, in conformità alla norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025). L'accREDITAMENTO del Laboratorio e dell'Organismo di Certificazione deve essere rilasciato da un Organismo di accREDITAMENTO (per l'Italia, Accredia) appartenente ad EA (*European Accreditation Agreement*) o che abbia stabilito con esso accordi di mutuo riconoscimento in ambito EA o IAF (*International Accreditation Forum*).

Le Norme per i moduli fotovoltaici, a seconda della tipologia, sono le seguenti:

- CEI EN 61215-1 Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1: Prescrizioni per le prove
- CEI EN 61215-1-1 Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-1: Prescrizioni particolari per le prove di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino
- CEI EN 61215-1-2 Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-2: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in tellururo di cadmio (CdTe)
- CEI EN 61215-1-3 Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-3: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in silicio amorfo
- CEI EN 61215-1-4 Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-4: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in seleniuro di rame-indio-gallio (CIGS) e in seleniuro di rame-indio (CIS)
- CEI EN 61215-2 Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 2: Procedure di prova
- CEI EN 61730-1 Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione
- CEI EN 61730-2 Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove

Si segnala, in particolare, che le norme CEI EN 61730-1 e CEI EN 61730-2 sono Norme europee armonizzate, ai sensi della Direttiva Bassa Tensione<sup>26</sup>, per le prescrizioni di sicurezza. Pertanto la conformità di un modulo fotovoltaico alle norme EN 61730-1 e EN 61730-2 ne permette la marcatura CE.

---

<sup>26</sup> Sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea del 29 marzo 2014 è stata pubblicata la Direttiva Bassa Tensione 2014/35/UE del Parlamento europeo e del Consiglio concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato del materiale elettrico destinato a essere adoperato entro taluni limiti di tensione.

Le Norme per gli inverter degli impianti fotovoltaici, in funzione della tipologia, sono le seguenti:

- CEI EN 62093: Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali
- CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- CEI 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica

Nota: Le certificazioni di conformità alle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 dovranno essere rilasciate secondo le modalità indicate in tale norme.

### Impianti

Gli impianti fotovoltaici devono essere realizzati in modo da assicurare l'osservanza delle prestazioni descritte nella Guida CEI 82-25.