



Il Ministro dello Sviluppo Economico

di concerto con

IL MINISTRO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE

VISTA la Direttiva 2009/28/CE del 23 aprile 2009 del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE;

VISTA la legge n. 296 del 2006 (finanziaria 2007);

VISTA la legge n. 244 del 2007 (finanziaria 2008);

VISTO il decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81, recante interventi urgenti per i settori dell'agricoltura, dell'agroindustria, della pesca, nonché in materia di fiscalità d'impresa;

VISTO il decreto legislativo n. 79 del 1999, di attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;

VISTO il decreto legislativo n. 387 del 2003, recante attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, e relativi provvedimenti di attuazione;

VISTO il decreto legislativo n. 152 del 2006, recante norme in materia ambientale;

VISTO il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, di attuazione della direttiva 2009/28/CE, e in particolare:

- l'articolo 23, in base al quale i regimi di sostegno sono volti a delineare un quadro generale per la promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili in misura adeguata al raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3, attraverso la predisposizione di criteri e strumenti che promuovano l'efficacia, l'efficienza, la semplificazione e la stabilità nel tempo dei sistemi di incentivazione, perseguendo nel contempo l'armonizzazione con altri

- strumenti di analoga finalità e la riduzione degli oneri di sostegno specifici in capo ai consumatori;
- l'articolo 24, il quale individua gli aspetti da disciplinare con i decreti richiamati al precedente alinea;
 - il comma 5 dello stesso articolo 24, il quale prevede che con decreti del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e, per i profili di competenza, con il Ministro delle politiche agricole e forestali, sentite l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e la Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, sono definite le modalità per l'attuazione dei sistemi di incentivazione alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel rispetto dei criteri di cui ai commi 2, 3 e 4 del medesimo articolo 24;
 - il comma 9 dello stesso articolo 24, che prevede specifici incentivi per la produzione di energia mediante impianti tecnologicamente avanzati;

VISTO il primo Piano di azione per le energie rinnovabili (PAN), trasmesso alla Commissione europea a giugno 2010;

VISTO il decreto del Ministro dello sviluppo economico del 18 dicembre 2008 per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge n. 244 del 2007;

VISTO il decreto del Ministro dello sviluppo economico 05 maggio 2011 recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici, emanato in attuazione dell'articolo 25, comma 10, del decreto legislativo n. 28 del 2011;

VISTO il decreto del Ministro dello sviluppo economico 4 agosto 2011, recante integrazioni al decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20, di attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile sul mercato interno dell'energia, e modificativa della direttiva 92/42/CE;

VISTO il decreto del Ministro dello sviluppo economico 5 settembre 2011 di definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento;

RITENUTO che le energie rinnovabili siano un pilastro fondamentale della strategia energetica italiana, considerando, inoltre, che:

- l'Italia ha pienamente aderito allo spirito del cd. Pacchetto clima-energia "20-20-20" (Direttiva 2009/28/CE), nato per creare uno scenario energetico europeo più sostenibile e sicuro, attraverso la riduzione delle emissioni di CO₂, l'aumento del ricorso a energie rinnovabili e la maggior efficienza energetica;
- l'obiettivo italiano sulle energie rinnovabili derivante da tale Pacchetto, pari al 17% del consumo complessivo di energia al 2020, è naturalmente confermare e, se possibile, superare;
- lo stato d'avanzamento complessivo è positivo: al 2010 l'Italia ha superato il 10% del consumo complessivo di energia da fonti rinnovabili;
- In particolare, nel settore elettrico l'Italia è ampiamente in anticipo rispetto agli obiettivi fissati, essendo già arrivata a fine 2011 a una capacità installata equivalente a 94 TWh/ anno vs. 100 TWh/anno di obiettivo al 2020.

VISTO, d'altronde, che l'approccio finora seguito per l'incentivazione delle fonti rinnovabili non sia stato ottimale, soprattutto in termini di costi, considerando in particolare che:

-
- si è teso a privilegiare lo sviluppo di energia rinnovabile elettrica, in particolare quella solare, rispetto ai settori calore e trasporti o all'efficienza energetica che, invece, sono modalità economicamente più efficienti, in media, per il raggiungimento degli obiettivi;
- il ritorno economico sulla filiera italiana di questi investimenti è stato spesso non ottimale, a causa della forte spinta su tecnologie dove l'Italia non ha una leadership industriale;
- gli incentivi corrisposti negli ultimi anni per l'energia rinnovabile elettrica sono stati molto generosi – sia in rapporto a quanto corrisposto in altri paesi europei (in molti casi oltre il doppio), sia in termini di ritorni garantiti agli investitori – soprattutto per l'energia fotovoltaica;
- non si sono previsti adeguati meccanismi di contenimento dei volumi di installazioni sulla base degli obiettivi PAN. Ciò ha causato una vera e propria esplosione degli impianti realizzati. Ad esempio, nel 2011 l'Italia è stato il più grande mercato del mondo nel settore solare (oltre un terzo delle installazioni mondiali di pannelli);
- nel fissare gli incentivi non si è tenuto sufficientemente conto del fatto che i costi delle tecnologie rinnovabili sono in rapida diminuzione, dati i notevoli progressi tecnologici;
- Tutto questo si è tradotto in un costo molto elevato per il Paese: ad oggi gli incentivi all'energia rinnovabile pesano circa 9 miliardi di Euro l'anno (quasi un quarto della 'bolletta totale' italiana), di cui quasi 6 miliardi per il Fotovoltaico. Il costo cumulato/complessivo è di oltre 150 miliardi di Euro, data la durata degli incentivi di 15-20 anni;
- questo rappresenta un aggravio di 120 Euro all'anno per la famiglia media per il sostegno alle rinnovabili, ovvero un'incidenza di circa il 23% sulla bolletta annua media;
- le energie rinnovabili hanno comportato un costo nascosto addizionale e problematiche gestionali significative per le reti elettriche, sia di trasporto che di distribuzione;

CONSIDERATO quindi che occorra rilanciare lo sviluppo delle energie rinnovabili con un approccio alla crescita più virtuoso, basato sull'efficienza dei costi e sulla massimizzazione del ritorno economico e ambientale per il Paese valutando in particolare che:

- In molti Paesi d'Europa, anche a causa della crisi finanziaria, è in corso un ripensamento delle politiche nazionali sulle Rinnovabili – in qualche caso in maniera drastica (è di pochi giorni fa la decisione da parte della Spagna di bloccare a tempo indeterminato tutti gli incentivi). In questo contesto, l'Italia intende continuare lo sviluppo delle energie rinnovabili, ma con un approccio nuovo, più 'virtuoso';
- il mix di energie rinnovabili (elettriche, termiche e l'efficienza energetica) per il futuro dovrà favorire le tecnologie più vantaggiose in termini di:
 1. Minor costo unitario (€/MWh, €/Ton CO2 evitata);
 2. Maggiori ricadute sulla filiera economica del Paese (ad esempio, percentuale del costo totale generato in Italia);
 3. Minor impatto ambientale (tenendo conto di vari fattori: emissioni, impatto sul paesaggio, presidio del territorio, interferenze con usi alimentari/ industriali, ecc) e sulle reti elettriche.
- Da questo punto di vista, occorre rivedere l'attuale gerarchia d'uso delle risorse economiche, spostando il più possibile risorse verso il settore termico e l'efficienza energetica;
- • Nell'ambito del settore elettrico, tenendo conto dei maggiori volumi già raggiunti (come pure del cambiamento dello scenario nel nucleare), occorre ridefinire un nuovo obiettivo di sviluppo del mix di capacità produttiva al 2020 di cui tener conto nella definizione della Strategia Energetica Nazionale (SEN).

- Tenendo conto delle esigenze di bilanciamento del mix di fonti, dei tempi/costi di adeguamento della rete, si ritiene che il nuovo target di energia elettrica da fonte rinnovabile al 2020 possa essere posto a 140 TWh. In tal modo, le rinnovabili peserebbero dal 32% al 37% della produzione elettrica nazionale;
- Con tale mix il costo totale degli incentivi sulla bolletta nazionale al 2020 salirà a circa 11-11,5 miliardi l'anno (dagli attuali 9), ipotizzando incentivi unitari maggiormente in linea con gli effettivi costi e i livelli europei;
- la maggior produzione nazionale da rinnovabili rispetto al PAN esclude l'utilità di ricorrere a progetti comuni con paesi terzi, fatti salvi gli accordi già stipulati, a meno che le condizioni non siano davvero più favorevoli;
- I nuovi incentivi devono essere necessariamente più bassi, cercando una convergenza verso livelli di remunerazioni europee e consentendo una crescita più ordinata nel tempo.
- per garantire una maggiore prevedibilità sugli oneri, è necessario introdurre, accanto alla riduzione degli incentivi, meccanismi specifici per tenere i volumi di sviluppo sotto controllo, in particolare:
 - aste per gli impianti di potenza superiore a 5 MW;
 - registri nazionali per tutti gli altri impianti, con volumi massimi predefiniti per ciascun anno e per tecnologia e con selezione in base a criteri di priorità.

RITENUTO che, anche alla luce della crescente quantità di energia da fonti rinnovabili immessa in rete, sia opportuno adottare una tariffa di tipo feed-in premium, che stimoli i produttori da fonti rinnovabili a valorizzare l'energia sul mercato dell'energia elettrica;

RITENUTO, invece, che per i piccoli impianti possa esser mantenuto un meccanismo con ritiro onnicomprensivo dell'energia immessa in rete, al fine di semplificarne l'esercizio;

RITENUTO, per ciò che concerne il meccanismo delle aste al ribasso, di dover individuare, sulla base dei dati degli impianti entrati in esercizio con l'attuale meccanismo di incentivazione, disponibili presso il GSE, valori della potenza di soglia per l'accesso al meccanismo delle aste tali da garantire una buona partecipazione a tali meccanismi di gara e conseguenti risultati in termini di recupero di efficienza sui livelli dell'incentivo, tenendo tuttavia conto delle specifiche caratteristiche ed esigenze delle diverse tecnologie;

RITENUTO inoltre, vista la novità delle aste al ribasso, di dover individuare un meccanismo di gara il più possibile semplice, prevedendo comunque la possibilità di procedere ad ulteriori miglioramenti dopo una prima fase sperimentale;

RITENUTO che, in sede di prima applicazione, gli impianti alimentati da rifiuti solidi urbani a valle della raccolta differenziata debbano essere esclusi dalla partecipazione alle procedure d'asta, in quanto la realizzazione di tale tipologia di impianti è motivata principalmente da ragioni di natura ambientale, connesse alla gestione del ciclo dei rifiuti, e che pertanto, anche alla luce delle criticità del settore in talune regioni non sia opportuno introdurre ulteriori elementi potenzialmente in grado di modificare i piani di investimento;

RITENUTO, sulla base delle specifiche previsioni del decreto legislativo n. 28 del 2011, che gli interventi di rifacimento debbano essere esclusi dal meccanismo delle aste;

RITENUTO, per ciò che concerne la vita convenzionale utile, di dover differenziare tale valore in relazione alla tipologia di impianto e taglia di potenza al fine di approssimarla a quella della vita reale degli impianti;

RITENUTO, per ciò che concerne il passaggio da certificati verdi a tariffa dopo il 2015, di dover individuare lo stesso sistema di incentivo per gli impianti entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013, individuando come livello di incentivo fisso, quello stabilito dal decreto legislativo n. 28 del 2011, pari al 78% del prezzo di riferimento dei certificati verdi, in modo da garantire la redditività degli investimenti effettuati;

RITENUTO inoltre che, a fronte del complessivo processo di riassetto ed efficientamento del settore, sia necessario fornire una prospettiva di lungo termine al settore, prevedendo che gli incentivi di cui al presente decreto si continuino ad applicare fino al raggiungimento del tetto di spesa programmato al 2020, riservando, in caso contrario, ulteriori interventi di aggiornamento;

RITENUTO, in analogia a quanto previsto per il fotovoltaico, dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 5 maggio 2011, di dover dare evidenza dei costi di sostegno alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, in modo da incrementare la trasparenza sugli oneri indotti sulle tariffe dell'energia elettrica;

SENTITA l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, che si è espressa con nota del XXXXXXXXXXXX;

ACQUISITO il parere della Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, formulato nella seduta del XXXXXXXXXXXX;

ACQUISITO il concerto del Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali per quanto attiene l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati a biomasse, bioliquidi e biogas

decreta

Art. 1
(Finalità)

1. Il presente decreto ha la finalità di sostenere la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in misura adeguata al perseguimento dei relativi obiettivi, stabiliti nei Piani di azione per le energie rinnovabili di cui all'articolo 3, comma 3, del decreto legislativo n. 28 del 2011, attraverso la definizione di incentivi e modalità di accesso semplici e stabili, che promuovano l'efficacia, l'efficienza e la sostenibilità degli oneri di incentivazione.

TITOLO I – DISPOSIZIONI GENERALI

Art. 2
(Definizioni)

1. Ai fini del presente decreto valgono le definizioni riportate all'articolo 2 del decreto legislativo n. 28 del 2011, le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto legislativo n. 79 del 1999, escluso il comma 15, le definizioni riportate all'articolo 2, comma 1, del decreto legislativo n. 387 del 2003,

con esclusione delle lettere a) ed e), le definizioni di cui all'articolo 183 del decreto legislativo n. 152 del 2006 e successive modificazioni, integrate dalle seguenti definizioni:

a) impianto alimentato da fonti rinnovabili: è l'insieme delle opere e delle apparecchiature, funzionalmente interconnesse, destinate alla conversione dell'energia rinnovabile in energia elettrica. Esso comprende in particolare:

1. 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;
2. i gruppi di generazione dell'energia elettrica, i servizi ausiliari di impianto nonché i trasformatori posti a monte del/dei punto/punti di connessione alla rete elettrica.

Nell'allegato 2 sono indicate, per ciascuna tipologia di impianto, le principali parti che lo compongono. Un impianto alimentato da fonti rinnovabili è considerato un "nuovo impianto" quando è realizzato in un sito sul quale, prima dell'avvio dei lavori di costruzione, non era presente, da almeno 5 anni, un altro impianto, anche dismesso, alimentato dalla stessa fonte rinnovabile;

b) integrale ricostruzione: è l'intervento che prevede la realizzazione di un impianto alimentato da fonti rinnovabili in un sito sul quale, prima dell'avvio dei lavori, preesisteva un altro impianto di produzione di energia elettrica, del quale può essere riutilizzato un numero limitato di infrastrutture e opere preesistenti, come specificato, in relazione a ciascuna fonte e tipologia di impianto, in allegato 2;

c) rifacimento di un impianto alimentato da fonti rinnovabili: è l'intervento finalizzato al mantenimento in piena efficienza produttiva dell'impianto e può includere sostituzioni, ricostruzioni e lavori di miglioramento di varia entità e natura, da effettuare su alcuni oppure sui principali macchinari ed opere costituenti l'impianto. Il rifacimento è considerato totale o parziale a seconda del rilievo dell'intervento complessivamente effettuato, come specificato, in relazione a ciascuna fonte e tipologia di impianto, nell'allegato 2;

d) potenziamento di un impianto alimentato da fonti rinnovabili: è l'intervento che prevede la realizzazione di opere sull'impianto volte ad ottenere un aumento della potenza dell'impianto, come specificato, in relazione a ciascuna fonte e tipologia di impianto, nell'allegato 2;

e) riattivazione di un impianto alimentato da fonti rinnovabili: è la messa in servizio di un impianto, dismesso da oltre dieci anni, come risultante dalla documentazione presentata all'Agenzia delle Dogane (chiusura dell'officina elettrica o dichiarazione di produzione nulla per cinque anni consecutivi) o dalla dismissione ai sensi dell'articolo 1-quinquies, comma 1, della legge 27 ottobre 2003, n. 290, ove previsto;

f) centrali ibride o impianti ibridi: sono gli impianti definiti dall'articolo 2, comma 1, lettera q), del decreto legislativo n. 28 del 2011. Ai fini del presente decreto tali impianti sono distinti sulla base delle definizioni di cui alle lettere g) ed h);

g) "impianti ibridi alimentati da rifiuti parzialmente biodegradabili" o "impianti alimentati con la frazione biodegradabile dei rifiuti": sono impianti alimentati da rifiuti dei quali la frazione biodegradabile è superiore almeno al 10%, ivi inclusi gli impianti alimentati da rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata;

h) altri impianti ibridi: sono impianti alimentati da un combustibile non rinnovabile quali ad esempio gas o carbone e da una fonte rinnovabile, quale ad esempio biomassa; rientrano in tale

fattispecie anche gli impianti alimentati da un combustibile non rinnovabile e da rifiuti parzialmente biodegradabili;

i) produzione lorda di un impianto, espressa in MWh: è la somma delle quantità di energia elettrica prodotte da tutti i gruppi generatori interessati, come risultante dalla misura ai morsetti di uscita dei generatori elettrici e comunicata, ove previsto, all'Agenzia delle dogane;

l) produzione netta di un impianto, espressa in MWh: è la produzione lorda diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica con obbligo di connessione di terzi;

m) data di entrata in esercizio di un impianto:

m1) per i nuovi impianti, gli impianti integralmente ricostruiti, gli impianti riattivati, è la data in cui si effettua il primo funzionamento dell'impianto in parallelo con il sistema elettrico; ai fini dell'individuazione di tale data fa fede quella indicata nel verbale di primo impianto dell'Agenzia delle Dogane o, in assenza, nella comunicazione che il produttore è tenuto a inoltrare all'Agenzia delle Dogane;

m2) per impianti oggetto di rifacimento, ibridizzazione è la data, dichiarata dal produttore e verificata dal GSE, in cui, al termine della realizzazione dell'intervento, si effettua il primo funzionamento in parallelo con il sistema elettrico per la ripresa operatività dell'impianto;

n) data di entrata in esercizio commerciale di un impianto: è la data, comunicata dal produttore al GSE, a decorrere dalla quale ha inizio il periodo di incentivazione;

o) periodo di avviamento e collaudo di un impianto: è il periodo, ai fini dell'incentivazione comunque non superiore a diciotto mesi, intercorrente tra la data di entrata in esercizio e la data di entrata in esercizio commerciale;

p) potenza di un impianto: è la somma, espressa in MW, delle potenze elettriche nominali dei generatori che costituiscono l'impianto stesso, ove la potenza nominale di un generatore è determinata moltiplicando la potenza apparente nominale, espressa in MVA, per il fattore di potenza nominale riportati sui dati di targa del generatore medesimo. Per i soli impianti idroelettrici, la potenza è pari alla potenza nominale di concessione di derivazione d'acqua, tenendo conto della decurtazione conseguente all'applicazione del deflusso minimo vitale;

q) potenza di soglia o valore di soglia: è il valore di potenza al di sopra del quale, laddove previsto, la tariffa incentivante è determinata mediante procedura competitiva di asta al ribasso;

r) bioliquidi sostenibili: sono i combustibili liquidi ottenuti dalla biomassa che rispettano i requisiti di sostenibilità di cui all'articolo 38 del decreto legislativo n. 28 del 2011;

s) gas di scarica: è il gas prodotto dal processo biochimico di fermentazione anaerobica di rifiuti stoccati in discarica;

t) gas derivante dai processi di depurazione: è il gas prodotto dal processo biochimico di fermentazione anaerobica di fanghi prodotti in impianti deputati esclusivamente al trattamento delle acque reflue civili e industriali;

u) biogas: è il gas prodotto dal processo biochimico di fermentazione anaerobica di biomassa;

v) bioliquidi sostenibili da filiera, biomassa da filiera e biogas da filiera: i bioliquidi sostenibili, la biomassa e il biogas, prodotti nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro, di cui agli articoli 9 e 10 del decreto legislativo n. 102 del 2005, ovvero da filiera corta, vale a dire prodotti entro un raggio di 70 km dall'impianto di produzione dell'energia elettrica; la lunghezza del predetto raggio è misurata come la distanza in linea d'aria che intercorre tra l'impianto di produzione dell'energia elettrica e i confini amministrativi del comune o dei comuni in cui ricade il luogo di produzione dei medesimi;

z) prodotti ottenuti da coltivazioni dedicate non alimentari: sono prodotti di origine biologica, ottenuti da coltivazioni non impiegate per l'alimentazione umana e animale; in sede di prima applicazione, rientrano in tale categoria i prodotti di cui alla tabella 1-B;

aa) tariffa incentivante: è il ricavo complessivo derivante dalla valorizzazione dell'energia elettrica e dall'incentivo;

ab) incentivo: è l'integrazione economica al ricavo connesso alla valorizzazione dell'energia prodotta idonea ad assicurare una equa remunerazione dei costi di investimento ed esercizio e corrisposta dal GSE al produttore in riferimento alla produzione netta immessa in rete.

ac) "costo indicativo cumulato annuo degli incentivi" o "costo indicativo cumulato degli incentivi": è la sommatoria dei prodotti degli incentivi riconosciuti per ciascun impianto alimentato da fonti rinnovabili diverse dalla fonte fotovoltaica, per la producibilità annua netta dell'impianto calcolata dal GSE.

Art. 3

(Oggetto e ambito di applicazione)

1. Il presente decreto stabilisce le modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti, alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare fotovoltaica, nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento.

2. Il costo indicativo cumulato di tutte le tipologie di incentivo degli impianti a fonte rinnovabile, con esclusione di quelli fotovoltaici, non può superare i 5,5 miliardi di euro annui. A tal fine l'Autorità per l'energia elettrica e il gas aggiorna e pubblica mensilmente il costo indicativo cumulato degli incentivi alle fonti rinnovabili sulla base degli elementi forniti dal GSE. Con le medesime modalità l'Autorità provvede a pubblicare mensilmente il costo indicativo cumulato degli incentivi erogati per la fonte solare.

3. Con successivi provvedimenti adottati ai sensi dell'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo n. 28 del 2011 sono aggiornati i contingenti di cui agli articoli 8-bis, 9 e 15 sulla base dei criteri di cui alla lettera f) del medesimo comma 5.

4. Con provvedimenti adottati con le medesime modalità di cui al comma 3 possono essere aggiornate le tariffe incentivanti di cui al presente decreto. In assenza dei predetti provvedimenti continuano ad applicarsi le tariffe incentivanti di cui al presente decreto con le decurtazioni programmate ai sensi dell'articolo 7, comma 1.

Art. 4

(Accesso ai meccanismi di incentivazione)

1. Accedono ai meccanismi di incentivazione stabiliti dal presente decreto, previa iscrizione in appositi registri in posizione tale da rientrare in limiti specifici di potenza, i seguenti impianti:

- a) gli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, se la relativa potenza è non superiore alla potenza di soglia;
- b) gli altri impianti ibridi, la cui potenza complessiva è non superiore al valore di soglia della fonte rinnovabile impiegata;
- c) gli impianti previsti dai progetti di riconversione del settore bieticolo-saccarifero approvati dal Comitato interministeriale di cui all'articolo 2 del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81;
- d) gli impianti oggetto di un intervento di rifacimento totale o parziale, nei limiti di contingenti e con le modalità stabiliti all'articolo 15;
- e) gli impianti oggetto di un intervento di potenziamento, qualora la differenza tra il valore della potenza dopo l'intervento e quello della potenza prima dell'intervento sia non superiore al valore di soglia vigente per impianti alimentati dalla stessa fonte;

2. Gli impianti di cui al comma 1, lettere a) e b), la cui potenza è superiore alla pertinente potenza di soglia, come definita dall'articolo 5, possono accedere ai meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto a seguito di partecipazione a procedure competitive di aste al ribasso. Gli impianti di cui al comma 1, lettera e), sono assoggettati alle medesime procedure competitive di aste al ribasso qualora la differenza tra il valore della potenza dopo l'intervento e quello della potenza prima dell'intervento sia superiore al valore di soglia vigente per impianti alimentati dalla stessa fonte.

2-bis. Gli impianti alimentati da rifiuti solidi urbani a valle della raccolta differenziata di qualsiasi potenza non sono soggetti alle procedure di cui ai commi 1 e 2 ed accedono direttamente ai meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto.

3. Per gli impianti solari termodinamici che entrano in esercizio successivamente al 31 dicembre 2012 continuano ad applicarsi le condizioni stabilite dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 11 aprile 2008 recante criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici, con le seguenti modificazioni:

a) la tabella 6 è sostituita dalla seguente:

Tariffa incentivante [Euro/kWh elettrico prodotto]			
Frazione di integrazione	Fino a 0,15	Tra 0,15 e 0,50	Oltre 0,50
Incentivo aggiuntivo al prezzo di vendita per impianti con superficie captante compresa fra 500 m ² e 2500 m ²	0,36	0,32	0,30
Incentivo aggiuntivo al prezzo di vendita per impianti con superficie captante superiore a 2500 m ²	0,32	0,30	0,27

- b) le tariffe stabilite nella tabella dell'articolo 6 si applicano agli impianti che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2015;
- c) non si applicano i commi 3 e 4 del medesimo articolo 6;
- b) le tariffe di cui alla tabella 6 sono ridotte del 5% per l'anno 2014 e di un ulteriore 10% per l'anno 2015;
- e) non si applica l'articolo 8, e trova applicazione l'articolo 26 del decreto legislativo n. 28 del 2011;
- f) nell'articolo 4, comma 2, la lettera a) è sostituita dalla seguente: "a) sono dotati di sistema di accumulo termico con capacità nominale di accumulo non inferiore a: 1,5 kWh termici per ogni

metro quadrato di superficie captante qualora la superficie captante sia superiore a 50.000 m²; 0,4 kWh termici per ogni metro quadrato di superficie captante qualora la superficie captante sia compresa tra 10.000 e 50.000 m²” e la lettera c) è cancellata;

g) per gli impianti che utilizzano come unica fonte di integrazione una fonte rinnovabile, il fattore di integrazione, come definito all’articolo 2, comma 1, lettera g) del decreto del Ministro dello sviluppo economico 11 aprile 2008, è convenzionalmente considerato sempre pari a 1.

4. Con successivo decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare possono essere adottati provvedimenti per l’incentivazione di impianti solari termodinamici di piccola e media taglia, anche alla luce di eventuali risultati derivanti dal monitoraggio di realizzazioni finanziate con specifici programmi per la ricerca o lo sviluppo industriale su tali applicazioni.

Art. 5

(Valori della potenza di soglia)

1. I valori della potenza di soglia sono fissati in 5000 kW per tutte le tipologie di fonte rinnovabile, come riportato in allegato 1.

2. Ai fini della determinazione della potenza dell’impianto e dei valori di potenza di cui al comma 1:

- a) la potenza di un impianto è costituita dalla somma delle potenze degli impianti, alimentati dalla stessa fonte, a monte di un unico punto di connessione alla rete elettrica; per i soli impianti idroelettrici si considera unico impianto l’impianto realizzato a seguito di specifica concessione di derivazione d’acqua, a prescindere dalla condivisione con altri impianti dello stesso punto di connessione;
- b) più impianti alimentati dalla stessa fonte, nella disponibilità del medesimo produttore o riconducibili, a livello societario, a un unico produttore e localizzati nella medesima particella catastale o su particelle catastali contigue si intendono come unico impianto di potenza cumulativa pari alla somma dei singoli impianti.

Art. 6

(Vita media utile convenzionale e periodo di diritto ai meccanismi incentivanti)

1. Ai fini dell’accesso ai meccanismi di incentivanti di cui al presente decreto e della relativa durata, la vita media utile convenzionale degli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di rifacimento o di potenziamento assume i valori riportati in Allegato 1.

2. Il periodo di diritto ai meccanismi incentivanti decorre dalla data di entrata in esercizio commerciale dell’impianto, ed è pari alla vita media utile convenzionale, fatto salvo quanto previsto al comma 3.

3. Il periodo per il quale si ha diritto di accesso ai meccanismi in incentivanti è considerato al netto di eventuali fermate, disposte dalle competenti autorità secondo la normativa vigente per problemi connessi alla sicurezza della rete riconosciuti da Terna o per eventi calamitosi riconosciuti dalle

competenti autorità. A tal fine, al produttore è concessa un'estensione del periodo nominale di diritto, pari al periodo complessivo di fermate di cui al presente comma.

Art. 7

(Modalità di determinazione delle tariffe incentivanti e degli incentivi)

1. Fatto salvo quanto previsto al comma 9, per i nuovi impianti di cui all'articolo 4, comma 1, lettera a), che entrano in esercizio nell'anno 2013, il valore delle tariffe incentivanti è individuato, per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza, dall'allegato 1. Per i medesimi impianti che entrano in esercizio negli anni successivi, il valore delle tariffe incentivanti indicate nella Tabella 1.1 dell'allegato 1 è decurtato del 2% all'anno, con arrotondamento commerciale alla terza cifra decimale, fatto salvo quanto previsto al comma 3 dell'articolo 3. La predetta decurtazione non si applica alle tecnologie per le quali, nell'anno precedente, la potenza complessivamente assegnata tramite le procedure di aste e registro, resa nota dal GSE sul proprio sito internet, sia inferiore all'80% rispetto alle quantità rese disponibili per l'anno.
2. Per gli impianti oggetto di integrale ricostruzione, riattivazione, rifacimento, potenziamento e per gli impianti ibridi, il livello di incentivazione spettante è determinato applicando le condizioni e le modalità indicate in allegato 2 ai valori delle tariffe incentivanti per i nuovi impianti stabilite dall'allegato 1. Nel medesimo allegato 2 sono inoltre individuate le modalità per la determinazione della produzione imputabile a fonti rinnovabili nel caso di impianti ibridi alimentati dalla frazione biodegradabile dei rifiuti e di altri impianti ibridi.
3. Per gli impianti di cui ai commi 1 e 2 sottoposti a procedura competitiva d'asta al ribasso, si applica quanto previsto agli articoli 9, 11 e 12.
4. Per gli impianti di potenza fino a 1 MW, il GSE provvede, ove richiesto, al ritiro dell'energia elettrica netta immessa in rete, erogando una tariffa incentivante onnicomprensiva dell'incentivo e del prezzo zonale orario dell'energia.
5. Per gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW, anche soggetti alle aste al ribasso, il GSE eroga, in riferimento alla produzione netta immessa in rete, il pertinente incentivo spettante. L'energia prodotta dai medesimi impianti resta nella disponibilità del produttore.
6. Gli impianti di cui al comma 4 possono esercitare, per una sola volta nel periodo di vita utile, il diritto di optare per il meccanismo di incentivazione definito al comma 5.
7. Il diritto ai meccanismi di incentivazione di cui ai commi 4 e 5 è alternativo all'accesso alle modalità di ritiro dell'energia di cui all'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387 del 2003.
8. In tutti i casi la tariffa incentivante di riferimento è quella vigente alla data di entrata in esercizio dell'impianto, fermo restando che il GSE provvede alle conseguenti erogazioni a decorrere dalla data di entrata in esercizio commerciale.
9. Per i soli impianti previsti dai progetti di riconversione del settore bieticolo-saccarifero approvati dal Comitato interministeriale di cui all'articolo 2 del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81, l'incentivo è determinato, sulla base della potenza e della tipologia degli impianti, con le modalità stabilite all'articolo 18, comma 1. A seguito del rilascio dei titoli autorizzativi previsti dalle norme vigenti, le imprese ex-saccarifere

titolari dei progetti di riconversione, sono tenute a darne comunicazione al Comitato interministeriale, mediante l'invio di una copia dei sopracitati titoli corredata dell'allegato progettuale.

Art. 8

(Disposizioni specifiche per gli impianti alimentati da biomassa, biogas, e bioliquidi sostenibili)

1. Per gli impianti alimentati da bioliquidi sostenibili, l'accesso ai meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto è subordinato al rispetto e alla verifica dei criteri di sostenibilità, da effettuarsi con le modalità di cui all'articolo 38 del decreto legislativo n. 28 del 2011.

2. Per gli impianti alimentati da biomasse in forma di pellet, ai sensi dell'articolo 10, comma 1, e del punto 2 dell'allegato 2 del decreto legislativo n. 28 del 2011, l'accesso ai meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto è subordinato, a decorrere da un anno dalla data di entrata in vigore del medesimo decreto legislativo, per il pellet, alla conformità alle classi di qualità A1 e A2 indicate nelle norme UNI EN 14961-2.

3. Ai soli fini della verifica del possesso dei requisiti per l'accesso ai meccanismi incentivanti di cui al presente decreto, qualora venga utilizzata materia prima classificata come rifiuto, il produttore di energia elettrica si impegna a fornire al GSE le informazioni derivanti dall'applicazione dell'articolo 188-bis del decreto legislativo n. 152 del 2006 e successive modificazioni, e ogni ulteriore elemento necessario per verificare la natura dei rifiuti utilizzati.

4. Per gli impianti alimentati a biomasse e a biogas, al fine di determinare la tariffa incentivante di riferimento, il GSE identifica, sulla base dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto, da quali delle tipologie di seguito elencate è alimentato l'impianto:

- a) prodotti di origine biologica;
- b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1 –A e rifiuti diversi da quelli di cui alla lettera c);
- c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è riconosciuta forfetariamente ai sensi dell'Allegato 2.

5. Nei casi in cui l'autorizzazione di cui al comma 4, non indichi in modo esplicito che l'impianto viene alimentato da una sola delle tipologie ivi indicate, il GSE procede come di seguito indicato per l'individuazione della tariffa incentivante di riferimento:

- a) nel caso in cui l'autorizzazione preveda che l'impianto possa utilizzare più di una tipologia fra quelle di cui al comma 4, attribuisce all'intera produzione la tariffa incentivante di minor valore fra quelli riferibili alle tipologie utilizzate;
- b) nel caso in cui l'autorizzazione non rechi esplicita indicazione delle tipologie di biomasse utilizzate, attribuisce la tariffa incentivante di minor valore fra quelli delle possibili tipologie di alimentazione dell'impianto;
- c) per i soli impianti a biogas di potenza non superiore a 1 MW e nel solo caso in cui dall'autorizzazione risulti che per l'alimentazione vengono utilizzate biomasse della tipologia di cui alla lettera b) del comma 4, congiuntamente a biomasse rientranti nella tipologia di cui alla lettera a), con una percentuale di queste ultime non superiore al 30% in peso, il GSE attribuisce all'intera produzione la tariffa incentivante di cui alla lettera b) del medesimo comma.

6. Fermo restando il diritto al premio cogenerazione di cui all'allegato 1, alla tariffa di riferimento per gli impianti alimentati da biomasse di cui al comma 4, lettere a) e b), di potenza non inferiore a 1 MW e non superiore a 5 MW ovvero di potenza superiore a 1 MW per impianti oggetto di intervento di rifacimento, qualora siano rispettate le condizioni appresso riportate, possono essere aggiunti e tra loro cumulati i valori indicati per ciascuna delle medesime condizioni:

- a) l'esercizio degli impianti dà luogo a una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra rispetto ai valori obiettivo indicati nel decreto di cui al comma 7: 10 €/MWh;
- b) gli impianti sono alimentati da biomasse da filiera ricomprese fra le tipologie indicate in Tabella 1-B: 20 €/MWh;
- c) gli impianti soddisfano i requisiti di emissione in atmosfera di cui all'Allegato 5: 20 €/MWh.

7. Entro 90 giorni dall'entrata in vigore del presente decreto l'ENEA in accordo con CTI provvede a predisporre una procedura per il calcolo dell'impatto dei gas a effetto serra conseguente all'utilizzo di biomasse e biogas in impianti di produzione di energia elettrica, tenuto conto di quanto previsto dalla UNI/TS 11435, dalla comunicazione della Commissione europea COM(2010)11 del 25 febbraio 2010 e in linea con quanto previsto per i bioliquidi sostenibili dal decreto legislativo 21 marzo 2005, n. 66, così come integrato dal decreto legislativo 31 marzo 2011 n. 55. Con decreto del Ministro dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministro dello Sviluppo Economico e con il Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali è approvata la suddetta procedura e sono stabiliti, ai fini di quanto previsto al comma 9, i valori obiettivo di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra, nonché le modalità con le quali è verificato il rispetto dei suddetti valori.

8. Ai fini di quanto disposto al presente articolo, la verifica dei requisiti di provenienza e tracciabilità della materia prima, da effettuarsi ai sensi dell'articolo 42, comma 2, del decreto legislativo n. 28/2011, è eseguita dal Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali, avvalendosi di AGEA. Per gli impianti alimentati da biogas con le modalità di cui al comma 4, lettera c), il Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali, avvalendosi di AGEA, predispone una procedura semplificata, che preveda comunque la verifica delle quantità di prodotto e sottoprodotto impiegate dal produttore, anche tramite l'effettuazione di controlli a campione. Con tale procedura vengono definiti anche le modalità e il costo dei controlli in capo al Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali ai sensi del presente articolo, a carico dei produttori elettrici.

9. Restano ferme la funzione di controllo dell'amministrazione pubblica competente sull'effettiva tipologia di rifiuti, biomasse o biogas di alimentazione dell'impianto e la funzione di segnalazione al GSE ai sensi dell'articolo 42, commi 2 e 4, del decreto legislativo n.28 del 3 marzo 2011.

10. In riferimento ai premi di cui al comma 6, il GSE eroga l'incentivo minimo spettante e corrisponde gli incrementi previsti a conguaglio, a seguito di comunicazione di esito positivo dei controlli e delle verifiche indicati ai commi 7, 8 e nell'allegato 5.

TITOLO I-bis PROCEDURE PER ISCRIZIONE A REGISTRO

Art. 8 -bis
(Iscrizione al registro)

1. Per l'accesso ai meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto, gli impianti di cui all'articolo 4, comma 1, devono richiedere al GSE l'iscrizione al registro informatico relativo alla fonte di appartenenza.

2. La prima apertura dei registri, riferiti ai contingenti di potenza disponibile per il 2013, è indetta entro il 30 giugno 2012. Per i periodi successivi successivi, l'apertura dei registri è indetta entro il 31 marzo di ogni anno in riferimento al primo semestre ed entro il 30 settembre in riferimento al secondo semestre.

3. Per il periodo 2013-2015 sono fissati i seguenti contingenti annuali, espressi in MW:

	2013	2014	2015
	MW	MW	MW
Eolico onshore	50	50	50
Eolico offshore	0	0	0
Idroelettrico	45	45	45
Geotermoelettrico	23	23	23
Biomasse di cui all'articolo 8, comma 4, lettere) a e b) e bioliquidi sostenibili	22	22	22
Biogas, gas di depurazione e gas di discarica	130	130	130

4. In ogni procedura viene messo a registro l'intero contingente disponibile nell'anno, sommato alle quantità eventualmente non assegnate nella precedente procedura nonché alle quantità di potenza relative ad impianti ammessi in precedenti procedure e per i quali il soggetto interessato abbia comunicato la rinuncia al GSE.

Art. 8-ter

(Requisiti per la richiesta di iscrizione al registro e modalità di selezione)

1. Possono richiedere l'iscrizione al registro gli impianti provvisti di titolo autorizzativo.

2. I soggetti che intendono accedere al registro sono tenuti a presentare, entro i termini stabiliti in ciascuna procedura e comunque prima della data di entrata in esercizio dell'impianto, domanda di iscrizione con i seguenti allegati:

- a) i documenti di cui al punto 1 dell'Allegato 3;
- b) eventuale altra documentazione indicata nel regolamento tecnico di svolgimento delle procedure, predisposto dal GSE ai sensi dell'articolo 22, comma 1.

3. Il GSE forma le graduatorie degli impianti iscritti a ciascun registro e le pubblica sul proprio sito entro trenta giorni dalla data di chiusura del relativo periodo, secondo i seguenti criteri di priorità, da applicare in ordine gerarchico:

- a) impianti iscritti al precedente registro che, pur avendo presentato domanda completa ed idonea per l'accesso ai meccanismi incentivanti di cui al presente decreto, siano risultati in posizione tale da non rientrare nel limite di potenza previsto;
- b) per gli impianti a biomassa e biogas, diversi da quelli di cui alla lettera b), e bioliquidi: disponibilità di contratti preliminari finalizzati all'utilizzo di biomassa, bioliquidi sostenibili e biogas da filiera o di prodotti ottenuti da coltivazioni dedicate non alimentari;

- c) per gli impianti eolici: maggiore velocità media annua del vento, misurata da uno studio anemologico di durata almeno annuale e certificata da soggetto terzo;
- d) per gli impianti geotermoelettrici: totale reiniezione del fluido geotermico nelle stesse formazioni di provenienza;
- e) disponibilità di precontratto di finanziamento bancario;
- f) anzianità del titolo autorizzativo;
- g) precedenza della data della richiesta di iscrizione al registro.

4. Sono ammessi ai meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto gli impianti rientranti nelle graduatorie, nel limite dello specifico contingente di potenza.

5. La graduatoria formata a seguito dell'iscrizione al registro non è soggetta a scorrimento. Le eventuali risorse liberatesi a seguito di rinuncia o decadenza dal diritto sono allocate sul primo periodo utile successivo. Il GSE provvede alla ricognizione delle predette risorse e a comunicare il periodo della relativa allocazione.

Art. 8-quater

(Adempimenti per l'accesso ai meccanismi di incentivazione per gli impianti iscritti al registro)

1. Gli impianti inclusi nella graduatorie devono entrare in esercizio entro i seguenti termini, decorrenti dalla data della comunicazione di esito positivo della procedura:

	Mesi
Eolico onshore	12
Eolico offshore	18
Idroelettrico	18
Geotermoelettrico	18
Biomasse e biogas di cui all'articolo 8, comma 4, lettere) a e b)	18
Bioliquidi sostenibili	12

2. Il mancato rispetto dei termini di cui al comma 1 comporta l'applicazione di una decurtazione della tariffa incentivante di riferimento dell'1% per ogni mese di ritardo rispetto a detti termini, nel limite massimo di 12 mesi di ritardo. Tali termini sono da considerare al netto dei tempi di fermo derivanti da eventi calamitosi che risultino attestati dall'autorità competente.

3. Agli impianti che non risultino realizzati nel limite massimo di tempo indicato al comma 2, e che richiedano di accedere, in un periodo successivo, ai meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto, si applica una riduzione del 15% della tariffa incentivante di riferimento, vigente alla data di entrata in esercizio.

TITOLO II – PROCEDURE D'ASTA

Art. 9

(Capacità di produzione da mettere ad asta e periodicità delle procedure)

1. Il GSE indice con periodicità annuale, ovvero semestrale per gli impianti eolici onshore, e fatta salva diversa indicazione del Ministero dello sviluppo economico, procedure pubbliche d'asta al ribasso, anche in forma telematica, per la definizione dei livelli di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, nei limiti dei contingenti annui di nuova capacità produttiva di cui al comma 4. La procedura si svolge nel rispetto dei principi fondamentali di trasparenza, pubblicità, tutela della concorrenza e secondo modalità non discriminatorie.

2. Il GSE pubblica il bando relativo alla procedura d'asta trenta giorni prima dell'apertura di ciascuna procedura d'asta.

3. La prima asta, riferita al contingente di potenza disponibile per l'anno 2013, è indetta entro il 30 giugno 2012. Per i periodi successivi, la procedura d'asta è indetta entro il 31 marzo di ogni anno.

4. Per il periodo 2013-2015 sono fissati i seguenti contingenti, espressi in MW, da mettere ad asta:

	2013	2014	2015
	MW	MW	MW
Eolico onshore	500	500	500
Eolico offshore	650	0	0
Idroelettrico	35	0	0
Geotermoelettrico	30	0	0
Biomasse di cui all'articolo 8, comma 4, lettere) a e b) e bioliquidi sostenibili	20	20	20
Biogas, gas di depurazione e gas di discarica	15	15	15

5. In ogni procedura viene messo ad asta l'intero contingente disponibile nell'anno, sommato alle quantità eventualmente non assegnate nella precedente procedura nonché alle quantità di potenza relative ad impianti ammessi in precedenti procedure e per i quali il soggetto interessato abbia comunicato la rinuncia al GSE.

Art. 10

(Requisiti minimi dei progetti e dei soggetti)

1. In via di prima applicazione, partecipano alla procedura d'asta gli impianti provvisti di titolo autorizzativo, del preventivo di connessione redatto dal gestore di rete ed accettato in via definitiva dal proponente e, per i soli impianti idroelettrici, geotermoelettrici ed eolici off-shore, di titolo concessorio. Per gli impianti eolici offshore di qualsiasi potenza e per gli impianti con potenza non superiore a 20 MW, il possesso del titolo autorizzativo è sostituito dal giudizio di compatibilità ambientale.

2. Fermo il rispetto delle condizioni di cui al comma 1, partecipano alle procedure d'asta i soggetti dotati di solidità finanziaria ed economica adeguata alle iniziative per le quali chiedono l'accesso ai meccanismi di incentivazione, dimostrata mediante una delle seguenti modalità:

- a) dichiarazione di almeno due istituti bancari o intermediari autorizzati ai sensi del decreto legislativo 1° settembre 1993, n. 385, che attesti la capacità finanziaria ed economica del soggetto partecipante in relazione all'entità dell'intervento, ovvero l'impegno dei medesimi istituti a finanziare l'intervento;
- b) capitale sociale minimo interamente versato pari ad almeno il 10% dell'investimento previsto per la realizzazione dell'impianto per il quale si partecipa alla procedura d'asta, convenzionalmente fissato come da tabella I dell'Allegato 2.

3. Fermo restando l'articolo 23, comma 3 del decreto n. 28 del 2011, sono esclusi dalle procedure d'asta i soggetti per i quali ricorre una delle cause di esclusione di cui all'articolo 38 del decreto legislativo n. 163 del 2006.

4. Al fine di promuovere lo sviluppo dei nuovi contingenti di potenza di cui all'articolo 9 garantendo le condizioni di sicurezza delle reti e non aggravando il costo per il mantenimento in sicurezza del sistema, almeno tre mesi prima della data di pubblicazione del bando, il GSE richiede ai gestori di rete l'evidenza di zone critiche, ad elevata concentrazione di impianti non programmabili, per le quali gli stessi gestori propongano motivate misure di riduzione dell'ulteriore capacità produttiva incentivabile. Almeno un mese prima della data di pubblicazione del bando, GSE comunica l'esito dell'interlocuzione con i gestori di rete al Ministero dello sviluppo economico, che provvede a indicare allo stesso GSE eventuali requisiti aggiuntivi per la partecipazione alle procedure d'asta.

Art. 11

(Valori base d'asta e valore minimo comunque riconosciuto)

1. L'asta al ribasso è realizzata tramite offerte di riduzione percentuale rispetto al valore posto a base d'asta, corrispondente alla tariffa incentivante vigente per l'ultimo scaglione di potenza alla data di entrata in esercizio dell'impianto, così come individuato dall'allegato 1, per ciascuna tipologia. Il valore posto a base d'asta per impianti rientranti nei contingenti di cui all'articolo 9, comma 4, per i quali l'entrata in esercizio sia successiva al 31 dicembre 2015, è determinato con le modalità di cui all'articolo 7, comma 1.

2. Sono escluse dalla valutazione d'asta le offerte di riduzione inferiori al 2% della base d'asta.

3. La tariffa incentivante minima comunque riconosciuta è quello corrispondente ad una riduzione percentuale del 30% della tariffa incentivante posta a base d'asta, come individuata al comma 1, a condizione che siano rispettati i requisiti per la partecipazione alle procedure, stabiliti dal presente titolo.

Art. 12

(Obblighi di allegazioni per la partecipazione alle procedure d'asta e modalità di selezione dei progetti)

1. I soggetti che intendono partecipare alle procedure d'asta sono tenuti a presentare, entro i termini stabiliti in ciascuna procedura, domanda di partecipazione con i seguenti allegati:

- a) i documenti di cui al punto 1 dell'Allegato 3;
- b) la documentazione necessaria alla verifica del rispetto dei requisiti soggettivi, di cui all'articolo 10;

- c) impegno a prestare la cauzione definitiva a garanzia della realizzazione degli impianti secondo le modalità definite dal punto 3 dell'allegato 3 e a trasmettere al GSE la medesima cauzione entro 90 giorni dall'espletamento positivo della procedura d'asta;
- d) l'offerta di riduzione percentuale rispetto alla base d'asta;
- e) eventuale altra documentazione indicata nel regolamento tecnico di svolgimento delle procedure, predisposto dal GSE ai sensi dell'articolo 22, comma 1.

2. La graduatoria è formata in base al criterio della maggiore riduzione percentuale offerta, fermo restando il rispetto di tutti i requisiti previsti per la partecipazione. L'assenza o la non conformità ai requisiti previsti dalla vigente normativa dei documenti da allegare alla domanda di partecipazione all'asta comporta l'esclusione dalla graduatoria. Non è consentita l'integrazione dei documenti presentati.

3. A parità di riduzione offerta, ivi inclusa quella di cui all'articolo 11, comma 3, si applicano, nell'ordine, i seguenti ulteriori criteri, in ordine di priorità:

- a) impianti già in esercizio a seguito dell'intervento;
- c) per gli impianti a biomassa e biogas, diversi da quelli di cui alla lettera b), e bioliquidi: disponibilità di contratti preliminari finalizzati all'utilizzo di biomassa, bioliquidi sostenibili e biogas da filiera o di prodotti ottenuti da coltivazioni dedicate non alimentari;
- d) per gli impianti eolici: maggiore velocità media annua del vento, misurata da uno studio anemologico di durata almeno annuale e certificata da soggetto terzo;
- e) per gli impianti geotermoelettrici: totale reiniezione del fluido geotermico nelle stesse formazioni di provenienza;
- f) disponibilità di precontratto di finanziamento bancario;
- g) anzianità del titolo autorizzativo.

4. Sono ammessi ai meccanismi di incentivazione gli impianti rientranti nelle graduatorie, nel limite dello specifico contingente di potenza posto all'asta, comprensivo degli impianti di cui all'articolo 11, comma 3.

5. Entro sessanta giorni dal termine per la presentazione delle domande di partecipazione alle procedure d'asta, il GSE pubblica sul proprio sito le graduatorie per ciascuna fonte o tipologia impiantistica.

Art. 13

(Adempimenti per l'accesso ai meccanismi di incentivazione dopo lo svolgimento delle aste)

1. Entro il termine di sessanta giorni dalla data della positiva pubblicazione sul sito GSE della graduatoria della procedura d'asta, il soggetto aggiudicatario è tenuto a costituire a favore del GSE la cauzione definitiva nei termini indicati in allegato 3.

2. Gli impianti inclusi nella graduatorie di cui al comma 1 devono entrare in esercizio entro i seguenti termini, decorrenti dalla data della comunicazione di esito positivo della procedura d'asta:

	Mesi
Eolico onshore	24
Eolico offshore	36
Idroelettrico	36
Geotermoelettrico	36

Biomasse e biogas di cui all'articolo 8, comma 4, lettere) a e b)	36
Bioliquidi sostenibili	24

3. Il mancato rispetto dei termini di cui al comma 2 comporta l'applicazione di una decurtazione della tariffa incentivante, aggiuntiva rispetto a quella aggiudicata nella procedura d'asta, del 2% per ogni mese di ritardo rispetto a detti termini, nel limite massimo di 24 mesi di ritardo. Tali termini sono da considerare al netto dei tempi di fermo derivanti da eventi calamitosi che risultino attestati dall'autorità competente.

4. La cauzione di cui all'articolo 12, comma 1, lettera c), è svincolata al momento dell'entrata in esercizio dell'impianto entro il tempo massimo di cui al comma 3. Decorso il termine massimo di cui al comma 3, il GSE provvede ad escutere la medesima cauzione.

Art. 14

(Adeguamenti automatici delle procedure d'asta)

1. A seguito dell'espletamento della prima procedura d'asta, la successiva procedura d'asta, per ciascuna tipologia di impianto, tiene conto della potenza degli impianti selezionati e ammessi nella prima procedura, secondo i seguenti criteri:

a) qualora la potenza complessiva degli impianti selezionati e degli impianti che hanno richiesto la tariffa incentivante di cui all'articolo 11, comma 3, sia superiore a 1,5 volte il contingente messo a gara nella precedente procedura, il valore di cui all'articolo 11, comma 2, è incrementato di un ulteriore 5%;

b) qualora la medesima potenza di cui alla lettera a) sia inferiore a 0,8 volte il contingente messo a gara nella precedente procedura, il requisito del possesso dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto è sostituito dal possesso del parere positivo della valutazione di impatto ambientale o di non assoggettamento al parere di valutazione di impatto ambientale;

c) qualora la medesima potenza di cui alla lettera a) sia inferiore a 0,5 volte il contingente messo a gara nella precedente procedura, il requisito del possesso dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto è sostituito dal possesso del parere positivo della valutazione di impatto ambientale o di non assoggettamento al parere di valutazione di impatto ambientale e il valore percentuale di cui all'articolo 11, comma 2, è posto pari a zero.

TITOLO III – INCENTIVAZIONE DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA IMPIANTI OGGETTO DI INTERVENTI DI RIFACIMENTO TOTALE O PARZIALE E DA IMPIANTI IBRIDI

Art. 15

(Disposizioni specifiche per i rifacimenti totali e parziali)

1. Gli interventi di rifacimento parziale e totale non sono sottoposti alla procedura d'asta e sono ammessi incentivai meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto nel limite dei seguenti contingenti, riferiti per ciascuno degli anni dal 2013 al 2015 alla potenza nominale cumulata degli impianto così come definita dall'articolo 2, comma 1, lettera p) :

	MW
Eolico onshore	150
Eolico offshore	0
Idroelettrico	300
Geotermoelettrico	40
Biomasse di cui all'articolo 8, comma 4, lettere) a e b) e bioliquidi sostenibili	50
Biomasse di cui all'articolo 8, comma 4, lettera c)	65
Biogas, gas di depurazione e gas di discarica	15

2. Ai fini dell'ammissione, il GSE avvia una specifica procedura per ciascuna tipologia di impianto di cui al comma 1, con le medesime tempistiche previste per le procedure d'asta. Sono ammessi alla procedura gli impianti che rispettano i seguenti requisiti:

- a) sono in esercizio da un periodo pari almeno ai due terzi della vita utile convenzionale dell'impianto, come definita per gli impianti nuovi in Allegato 1 del presente decreto;
- b) non beneficiano, alla data di avvio della procedura, di incentivi sulla produzione energetica attribuiti ai sensi di norme nazionali.

3. In caso di domande per una potenza complessiva superiore a quella messa a disposizione per ciascuna annualità, il GSE redige e pubblica la graduatoria degli interventi ammessi, selezionati sulla base dei seguenti criteri, applicati in ordine di priorità:

- a) anzianità della prima data di entrata in esercizio dell'impianto;
- b) maggiore estensione del periodo di esercizio in assenza di incentivo;
- c) per impianti alimentati dalla tipologia di biomasse e biogas di cui all'articolo 8, comma 4, lettera c): dichiarazione della regione competente attestante, nell'ambito della pianificazione regionale in materia di rifiuti, la funzione dell'impianto ai fini della corretta gestione del ciclo dei rifiuti;
- d) per impianti a biomassa e biogas, diversi da quelli di cui alla lettera c), e bioliquidi: disponibilità di precontratti finalizzati all'utilizzo di biomassa, bioliquidi sostenibili e biogas da filiera o di prodotti ottenuti da coltivazioni dedicate non alimentari;
- e) per impianti eolici: minore entità dell'energia elettrica non prodotta nell'ultimo anno solare di produzione dell'impianto a seguito dell'attuazione di ordini di dispacciamento impartiti da Terna, e, in caso di parità o inapplicabilità del predetto criterio, maggiore velocità media annua del vento, determinata sulla base dei dati di esercizio;
- f) per impianti geotermoelettrici: reiniezione del fluido geotermico nelle stesse formazioni di provenienza;
- g) anzianità del titolo autorizzativo all'esecuzione del rifacimento.

4. Gli impianti inclusi nella graduatorie di cui al comma 3 devono entrare in esercizio entro i tempi indicati nella sottostante tabella. Tali tempi decorrono dalla data della comunicazione di esito positivo della domanda di ammissione all'intervento di rifacimento. Il mancato rispetto dei predetti termini comporta l'applicazione di una decurtazione della tariffa incentivante, determinato come specificato in allegato 2, del 2% per ogni mese di ritardo rispetto ai medesimi termini, da considerare al netto dei tempi di fermo derivanti da eventi calamitosi che risultino attestati dall'autorità competente.

	Mesi
Eolico onshore	16
Eolico offshore	24
Idroelettrico	24
geotermoelettrico	24
Biomasse e biogas di cui all'articolo 8, comma 4, lettere) a e b)	24
Biomasse e biogas di cui all'articolo 8, comma 4, lettera c)	24
Bioliquidi sostenibili	12

5. A seguito dell'intervento di rifacimento parziale o totale, gli impianti a biomasse e a bioliquidi sono ammessi ai meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto a condizione che rispettino le condizioni dell'articolo 8.

6. Ai fini dell'applicazione dell'articolo 24, comma 2, lettera i), paragrafo iii., del decreto legislativo n. 28/2011, il soggetto che partecipa alla procedura di cui al presente articolo allega alla domanda di partecipazione un'autocertificazione, resa ai sensi del DPR n. 445 del 2000, attestante che l'intervento di rifacimento e le relative spese non comprendono opere di manutenzione ordinaria e opere effettuate per adeguare l'impianto a prescrizioni di legge, ivi comprese, per gli impianti idroelettrici, geotermoelettrici ed eolici offshore, le eventuali opere indicate come obbligatorie nella concessione per l'utilizzo della risorsa.

Art. 16

(Produzioni imputabili a fonti rinnovabili da impianti alimentati esclusivamente con la frazione biodegradabile dei rifiuti)

1. Le modalità di determinazione forfetaria della produzione di energia elettrica imputabile a fonti rinnovabili in impianti alimentati esclusivamente dai rifiuti di cui all'allegato 2, si applicano, a decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, anche all'energia prodotta dagli impianti che accedono agli incentivi ai sensi dell'articolo 19, comma 2, del decreto interministeriale 18 dicembre 2008, ivi inclusi gli impianti già in esercizio.

2. Ai fini dell'applicazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 dicembre 2008, il biogas ottenuto dalla fermentazione della frazione organica dei rifiuti urbani ricade tra le fonti di cui alla riga 6 della Tabella 2 allegata alla legge n. 244 del 2007 e successive modificazioni e integrazioni.

Art. 17

(Cumulabilità incentivi dei meccanismi di incentivazione)

1. I meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto non sono cumulabili con altri incentivi pubblici comunque denominati, fatte salve le disposizioni di cui all'articolo 26 del decreto legislativo n. 28 del 2011.

2. Il premio per la produzione in assetto cogenerativo ad alto rendimento di cui in allegato 1 non è cumulabile con ulteriori incentivi all'efficienza energetica e alla produzione di energia termica, ivi inclusi quelli di cui all'articolo 30, comma 11, della legge n. 99 del 2009.

TITOLO IV - DISPOSIZIONI INERENTI LA TRANSIZIONE DAI PRECEDENTI MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE AL MECCANISMO DISCIPLINATO DAL PRESENTE DECRETO

Art. 18

(Conversione del diritto ai certificati verdi in incentivo)

1. Per la produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012, che ha maturato il diritto a fruire dei certificati verdi, è riconosciuto, per il residuo periodo di diritto ai certificati verdi, successivo al 2015, un incentivo I sulla produzione netta incentivata ai sensi della previgente normativa di riferimento, aggiuntivo ai ricavi conseguenti alla valorizzazione dell'energia, pari a:

$$I = k \times (180 - Re) \times 0,78$$

ove:

k = 1 per gli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007 e, per gli impianti entrati in esercizio successivamente alla medesima data, è pari al coefficiente applicabile alla medesima produzione in attuazione dell'articolo 2, comma 148 della legge n. 244 del 2007 e successive modifiche e integrazioni;

Re è il prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità.

2. La produzione di energia da impianti di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento di cui all'articolo 2, comma 3, lettera a), del decreto del Ministro delle attività produttive del 24 ottobre 2005 entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012, che ha maturato il diritto ai certificati verdi, ha diritto, per il residuo periodo di diritto ai certificati verdi successivo al 2015, a un incentivo I sulla produzione netta incentivata ai sensi della previgente normativa di riferimento, aggiuntivo ai ricavi conseguenti alla valorizzazione dell'energia, pari a:

$$I = (D - Re)$$

Dove D è la somma del prezzo medio di mercato dei certificati verdi per impianti di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento e del prezzo di cessione dell'energia registrati nell'anno 2010.

Re è il prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità.

3. La produzione di energia di cui al comma 4-bis dell'articolo 3 del decreto-legge 1° luglio 2009, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 3 agosto 2009, n. 102, realizzata con impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012, che ha maturato il diritto ai certificati verdi, ha diritto, per il residuo periodo di diritto ai certificati verdi successivo al 2015, a un incentivo sulla produzione netta incentivata ai sensi della previgente normativa di riferimento, aggiuntivo ai ricavi conseguenti alla valorizzazione dell'energia, determinata con le medesime modalità di cui al comma 2.

4. Per impianti di potenza inferiore a 1 MW che richiedono il ritiro onnicomprensivo ai sensi dell'articolo 7, comma 4, il GSE provvede a calcolare il valore onnicomprensivo spettante con riferimento al prezzo medio zonale nell'anno precedente a quello di entrata in esercizio.

Art. 19

(Disposizioni inerenti il ritiro dei certificati verdi rilasciati per le produzioni degli anni fino al 2015)

1. Ai fini del rilascio e del ritiro dei certificati verdi relativi alle produzioni degli anni dal 2012 al 2015, in attuazione dell'articolo 24, comma 5, lettera c), primo periodo, si applicano le disposizioni di cui ai successivi commi.

2. Su richiesta del produttore il GSE rilascia, in ciascun trimestre di calendario, certificati verdi sulla produzione del trimestre precedente, a partire dalle misure trasmesse mensilmente al GSE dai gestori di rete sulla base di un'apposita procedura pubblicata entro sessanta giorni dall'entrata in vigore del presente decreto.

3. Su richiesta del detentore, il GSE ritira, al prezzo stabilito all'articolo 25, comma 4, del decreto legislativo n. 28 del 2011 e secondo le modalità definite nella procedura di cui all'articolo 23:

- a) su base annuale, entro il 30 giugno 2012, i certificati verdi relativi alle produzioni del 2011;
- b) su base semestrale, entro il terzo mese successivo al semestre di riferimento, i certificati verdi relativi alle produzioni dal 2012 al 2015.

4. In ciascuno degli anni dal 2012 al 2016, il GSE offre ai soggetti sottoposti all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79 del 1999 i certificati verdi ritirati ai sensi dei commi precedenti, a un prezzo pari a quello di ritiro. Le operazioni relative a tale compravendita si svolgono mediante il mercato dei certificati verdi gestito dal Gestore dei mercati energetici.

TITOLO V – DISPOSIZIONI VARIE

Art. 20

(Richiesta di accesso ai meccanismi di incentivazione)

1. I soggetti che richiedono l'accesso ai meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto devono corrispondere al GSE un contributo per le spese di istruttoria pari alla somma di una quota fissa, stabilita in 150 euro, più una quota variabile sulla base della potenza

dell'impianto, come di seguito indicata:

- a) 80 € per gli impianti di potenza nominale media annua superiore a 20 kW e non superiore a 200 kW;
- b) 495 € per gli impianti di potenza nominale media annua superiore a 200 kW e non superiore a 1 MW;
- c) 1320 € per gli impianti di potenza nominale media annua superiore a 1 MW e non superiore a 6 MW;
- d) 2200 € per gli impianti di potenza nominale media annua superiore a 6 MW.

2. Il contributo di cui al comma 1 è dovuto alla richiesta di iscrizione al registro ovvero di partecipazione alla procedura d'asta, con modalità di versamento precisate dal GSE sul proprio sito internet entro 10 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto.
3. Per la copertura degli oneri di gestione, verifica e controllo in capo al GSE, di cui al Capo II del decreto legislativo n. 28 del 2011, i soggetti che, a qualsiasi titolo, accedono incentivi meccanismi di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, con eccezione degli impianti ammessi al provvedimento Cip 6/92, sono tenuti a corrispondere allo stesso GSE, a decorrere dal 1 gennaio 2013, un contributo di 0,2 c€ per ogni kWh di energia incentivata.
4. Il contributo di cui al comma 3 è trattenuto dal GSE a compensazione dagli incentivi spettanti, ove applicabile, ovvero secondo diversa modalità indicata dal GSE sul proprio sito internet entro un mese dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

5. Per ogni singolo impianto, a valle del conseguimento del diritto di accesso ai meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto, il soggetto responsabile è tenuto a stipulare un contratto di diritto privato con il GSE. Il GSE fornisce all'Autorità per l'energia elettrica e il gas gli elementi per la definizione da parte della stessa, entro 3 mesi dall'entrata in vigore del presente decreto, del contratto-tipo di cui all'articolo 24, comma 2 lettera d), del decreto legislativo n. 28 del 2011.

6. Le regioni e le province delegate allo svolgimento del procedimento di autorizzazione unica di cui all'articolo 12 del decreto legislativo 387 del 2003, possono richiedere al GSE, ai fini dell'ammissibilità degli impianti alla procedura di cui al medesimo articolo 12, una valutazione circa la corrispondenza della fonte di alimentazione dell'impianto alla definizione di fonti energetiche rinnovabili, così come stabilita dall'articolo 2 del decreto legislativo n. 28 del 2011.

Art. 21

(Erogazione degli incentivi e delle tariffe incentivanti)

1. Fatto salvo l'articolo 18, il GSE provvede mensilmente alla liquidazione degli importi dovuti in applicazione del presente decreto, sulla base delle misurazioni a consuntivo trasmesse dai gestori di rete. Nel solo caso di impianti cogenerativi per i quali, ai sensi dell'Allegato 1, sia dovuto un premio sull'energia prodotta, il medesimo premio, riportato sotto la colonna del medesimo Allegato 1 con dicitura "Incremento CHP", da applicare alla sola produzione netta riconosciuta come energia elettrica cogenerata, è erogato con periodicità compatibile con la verifica, da parte del GSE, del rispetto delle condizioni stabilite dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 4 agosto 2011. L'accesso al medesimo premio è incompatibile con l'accesso agli incentivi di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 5 settembre 2011 e con l'accesso ai certificati bianchi.

2. Ai fini della determinazione degli assorbimenti dei servizi ausiliari per gli impianti con potenza fino a 1 MW si applica l'Allegato 4. Per gli impianti con potenza superiore a 1 MW si applica quanto disposto nei provvedimenti di cui al comma 3.

3. Per le finalità di cui ai commi 1 e 2, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas aggiorna i propri provvedimenti relativi all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta e in particolare:

- a) definisce le caratteristiche dei misuratori dell'energia elettrica prodotta lorda assorbita dai servizi ausiliari oppure netta, prevedendo comunque:
 - a1) che in tutti i casi, i medesimi misuratori devono essere teleleggibili da parte dei gestori di rete o comunque dotati di dispositivi che consentano l'acquisizione per via telematica delle misure da parte dei medesimi gestori di rete con cadenza minima mensile e, per gli impianti di potenza superiore a 1 MW, con un dettaglio almeno orario;
 - a2) i requisiti necessari al fine di garantire la manutenzione e la sicurezza dei misuratori, intesa anche in termini di dotazione di specifici dispositivi antifrode;
- b) prevede che la responsabilità del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta comprensivo dell'attività di installazione e manutenzione dei misuratori, sia posta, anche ai fini del successivo riconoscimento degli incentivi e delle tariffe incentivanti, in capo ai gestori di rete e che i medesimi siano tenuti a trasmettere al GSE le misure di cui alla lettera a1) nonché quelle relative all'energia elettrica immessa in rete con cadenza mensile e con un dettaglio orario;
- c) stabilisce, ai fini del riconoscimento degli incentivi e delle tariffe incentivanti di cui al presente decreto, le modalità per la determinazione dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale per gli impianti di potenza superiore a 1 MW individuando i casi in cui risulta necessario installare misuratori atti a rilevare l'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari, nonché le condizioni per l'erogazione, da parte dei gestori di rete, del servizio di misura dell'energia elettrica consumata dai servizi ausiliari di centrale.

4. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas definisce, con propri provvedimenti, le modalità con le quali trovano copertura sulle componenti tariffarie dell'energia elettrica le risorse necessarie per l'erogazione degli incentivi di cui al presente decreto, assicurando, a decorrere dal 2013, la completa copertura dei costi da sostenere da parte del GSE attraverso un adeguamento preliminare delle componenti tariffarie idoneo a garantire l'equilibrio economico del bilancio della medesima società.

Art. 22

(Meccanismo dello scambio sul posto)

1. L'accesso al meccanismo dello scambio sul posto è alternativo all'accesso incentivato ai meccanismi di incentivazione di cui al presente decreto.

2. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas aggiorna, entro 120 giorni dall'entrata in vigore del presente decreto, la disciplina delle condizioni tecnico-economiche dello scambio sul posto al fine di semplificarne la fruizione anche per gli impianti già entrati in esercizio.

3. L'aggiornamento della disciplina di cui al comma 1 prevede che l'energia elettrica immessa sia valorizzata ai prezzi di mercato e, in aggiunta, stabilisce corrispettivi medi forfetari annualmente definiti e pubblicati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas per gli oneri mediamente sostenuti

per l'utilizzo della rete, commisurati alla potenza degli impianti e alla fonte utilizzata, per l'utilizzo della rete, da applicare limitatamente alla quantità di energia elettrica scambiata con la rete, come comunicata dai gestori di rete.

Art. 23

(Procedure applicative, controlli e monitoraggio)

1. Entro il 31 luglio 2012, il GSE adotta e pubblica apposite procedure applicative delle disposizioni del presente decreto, ivi incluso il regolamento operativo per le procedure di asta, per le procedure di iscrizione ai registri e per i rifacimenti parziali e totali, valorizzando, per quanto compatibili, le procedure seguite nell'ambito dei previgenti meccanismi di sostegno alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

2. Con le regole di cui al comma 1 sono precisate, sentita AGEA per il tramite del Ministero delle politiche agricole, alimentari e forestali, le modalità di raccordo tra le verifiche di cui all'articolo 8 e le attività inerenti i controlli, di competenza del GSE, e l'erogazione degli incentivi.

3. L'erogazione, da parte del GSE, degli incentivi di cui al presente decreto è subordinata al controllo dei dati forniti dai produttori. I controlli sono svolti in accordo alla disciplina di cui all'articolo 42, comma 6, del decreto legislativo n. 28 del 2011, anche avvalendosi degli enti controllati dallo stesso GSE e di strutture terze qualificate.

4. Ferme restando le altre conseguenze disposte dalla legge, l'accertamento della non veridicità di dati e documenti o della falsità di dichiarazioni, resi dai produttori ai fini dell'ottenimento degli incentivi di cui al presente decreto comporta, ai sensi dell'articolo 23, comma 3, del decreto legislativo n. 28 del 2011, la decadenza dal diritto agli incentivi, nonché la ripetizione dell'indebito, comprensivo degli interessi legali maturati, da parte del GSE, nel caso di incentivi già percepiti, e l'esclusione dagli incentivi per dieci anni dalla data dell'accertamento, per le persone fisiche e giuridiche che hanno presentato la richiesta di incentivo e per gli ulteriori soggetti indicati al citato articolo 23.

5. Anche al fine di monitorare il raggiungimento degli obiettivi di produzione da fonte rinnovabili, di cui all'articolo 3 del decreto legislativo n.28 del 2011, nonché di spesa di cui all'articolo 3, comma 2 del presente decreto, il GSE, entro 120 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, pubblica sul proprio sito internet e aggiorna con continuità:

a) i dati, ripartiti per classe di potenza e tipologia di impianto, relativi alla potenza e all'energia degli impianti che entrano in esercizio ricadendo nelle disponibilità di cui al presente decreto;

b) i dati, ripartiti per classe di potenza e tipologia di impianto, relativi alla potenza all'energia degli impianti che entrano in esercizio ricadendo nelle disponibilità di cui ai precedenti provvedimenti di incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili di competenza del GSE;

c) il valore dei costi degli incentivi di cui all'articolo 2, comma 1, lettera ac), nonché i valori degli incentivi applicabili in ciascun periodo.

6. Il GSE pubblica con cadenza annuale e aggiorna semestralmente, un bollettino informativo, con l'elenco degli impianti da fonti rinnovabili in esercizio e in progetto con l'indicazione della

tipologia della fonte, della potenza, del Comune e della categoria dell'intervento, con qualifica vigente o inclusi nelle graduatorie a seguito delle aste, degli incentivi previsti e delle tariffe erogate. Il bollettino annuale contiene, inoltre, dati statistici aggregati sugli impianti, sulla rispettiva potenza, sulla produzione energetica effettiva verificata dal GSE, sui controlli effettuati. Per gli impianti in progetto, il bollettino riporta i dati di potenza e di producibilità attesa, dichiarata dal produttore o calcolata dal GSE.

7. Il GSE provvede altresì a sviluppare, aggiornandolo e rendendolo pubblico con una cadenza annuale, un rapporto sui sistemi incentivanti adottati nei principali paesi europei per lo sviluppo delle energie rinnovabili nel settore elettrico e un rapporto, che raffronti, inoltre, i costi di generazione nei principali Paesi europei, con particolare riguardo all'Italia.

8. Il GSE integra il sistema informativo di cui all'art. 40, comma 2, del decreto legislativo n. 28 del 2011 con un'apposita sezione disponibile al pubblico, da aggiornare annualmente, che riporti i dati di sintesi, raggruppati per tipologia di impianto e per categoria d'intervento, riguardanti gli incentivi erogati alle fonti rinnovabili ai sensi del presente decreto nonché ai sensi dei precedenti provvedimenti di incentivazione delle fonti rinnovabili. Il GSE provvede inoltre a sviluppare, aggiornandolo e rendendolo pubblico con una cadenza annuale, un rapporto sulle energie rinnovabili che deve illustrare tutti i principali risultati raggiunti in Italia, il raffronto con il target al 2020, i costi sostenuti per gli incentivi nonché una stima dei costi da sostenere negli anni futuri.

9. Anche per le finalità di cui all'articolo 24, comma 5, lettera f), del decreto legislativo n. 28/2011, in attuazione dell'articolo 40, comma 7, dello stesso decreto legislativo, entro la fine del 2011 e successivamente ogni due anni l'ENEA sottopone all'approvazione del Ministero dello sviluppo economico uno specifico programma biennale di monitoraggio concernente lo stato e le prospettive delle tecnologie per la produzione di energia elettrica, con riguardo particolare alla disponibilità di nuove opzioni tecnologiche, ai costi commerciali attesi nel medio e lungo periodo di tali sistemi innovativi e al potenziale nazionale residuo di fonti rinnovabili. Il consuntivo delle attività e dei costi sostenuti è approvato dal Ministero dello sviluppo economico e trasmesso all'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai fini dell'applicazione dell'articolo 40, comma 8, del decreto legislativo n. 28 del 2011.

Art. 24

(Sicurezza e servizi per la rete elettrica)

1. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas definisce con proprie deliberazioni le modalità con le quali gli impianti da fonti rinnovabili non programmabili che rientrano nel campo di applicazione del presente decreto, sono tenuti, ai fini dell'accesso agli incentivi, a prestare servizi di rete e protezioni, coordinando le relative disposizioni con quelle di analoga finalità inerenti il fotovoltaico. In particolare:

- a) per gli impianti collegati in alta tensione sono valutati i casi e le modalità in cui:
 - i. devono mantenersi connessi alla rete nel campo di variazione della frequenza indicato dal gestore della rete;
 - ii. devono essere in grado di regolare in diminuzione la potenza attiva in relazione all'aumento della frequenza di rete e di regolare la potenza reattiva in funzione della tensione di rete tramite dispositivi automatici; per gli impianti fotovoltaici l'immissione e l'assorbimento della potenza reattiva in rete deve essere possibile anche con potenza attiva prodotta nulla.

- iii. devono essere muniti di dispositivi per il monitoraggio e per il sistema di difesa in grado di eseguire le funzioni di distacco automatico, tele scatto, monitoraggio segnali e misure, controllo in emergenza.
 - iv. devono mantenere insensibilità a rapidi abbassamenti di tensione;
 - v. devono potersi connettere alla rete solo se il valore di frequenza è stabile in un intervallo indicato dal gestore della rete e per un tempo maggiore a quello indicato dal gestore della rete; la riconnessione deve avvenire con un 'aumento graduale della potenza immessa.
- b) per gli impianti collegati in media e bassa tensione sono valutati i casi e le modalità in cui gli impianti devono prestare i seguenti servizi e protezioni:
- i. mantenere la connessione con la rete nel campo di variazione della frequenza indicato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
 - ii. mantenere insensibilità a rapidi abbassamenti di tensione;
 - iii. consentire la disconnessione dalla rete a seguito di un comando da remoto;
 - iv. prevedere schemi di protezione che evitino fenomeni di disconnessione intempestiva dell'impianto per transitori di frequenza o tensione sul sistema elettrico nazionale e ne garantiscano la disconnessione solo per guasti sulla media o bassa tensione;
 - v. consentire l'erogazione o l'assorbimento di energia reattiva;
 - vi. consentire la riduzione della potenza attiva in relazione all'aumento della frequenza di rete;
 - vii. evitare la possibilità che possano alimentare i carichi elettrici della rete in assenza di tensione sulla cabina della rete;
 - viii. essere dotati di un sistema che permetta la connessione graduale alla rete solo se il valore di frequenza è stabile secondo le modalità indicate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

c) i casi e le modalità in cui, ai fini del miglioramento delle previsioni della produzione degli impianti alimentati a fonte rinnovabile non programmabile, il GSE possa richiedere l'installazione presso gli impianti di dispositivi di misurazione e trasmissione satellitare dei dati di energia prodotta e di energia primaria.

2. Le deliberazioni di cui al comma 1 sono aggiornate tenendo conto, ove necessario, delle zone critiche, ad elevata concentrazione di impianti non programmabili, per le quali i gestori propongano motivate misure di programmazione dell'ulteriore capacità produttiva incentivabile ovvero l'adozione di specifici dispositivi di sicurezza, a carico dei soggetti realizzatori.

3. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas definisce le modalità con le quali la porzione delle opere di connessione alla rete degli impianti eolici offshore, ubicata a mare dalla costa fino all'impianto, è considerata infrastruttura appartenente alla rete nazionale.

Art. 25

(Premi per applicazioni e tecnologie avanzate)

1. Le tariffe incentivanti di riferimento per gli impianti geotermici sono incrementate:
- a) di 30 €/MWh nel caso di totale reiniezione del fluido geotermico nelle stesse formazioni di provenienza e comunque con emissioni nulle;
 - b) di 30 €/MWh per i primi 10 MW realizzati su nuove aree oggetto di concessioni di coltivazione sulle quali non preesistevano precedenti impianti geotermici.

2. Nel caso di impianti alimentati da biogas operanti in regime di cogenerazione ad alto rendimento che prevedano il recupero dell'azoto dalle sostanze trattate con la finalità di produrre concimi organici biologici, il premio per l'assetto cogenerativo è incrementato di 30 €/MWh.

3. Per l'accesso al premio di cui al comma 2 è previsto che:

- a) l'autorizzazione dell'impianto preveda un Piano di Utilizzo Agronomico con rimozione di almeno il 70% dell'azoto;
- b) sia verificata la conformità del fertilizzante prodotto secondo quanto stabilito dal decreto legislativo n.75 del 2010, nonché sia verificato che il fertilizzante e il produttore dello stesso siano iscritti ai rispettivi registri di cui all'articolo 8, comma 1, del medesimo decreto legislativo;
- c) L'intera produzione di calore in cogenerazione sia indirizzata alla sezione di produzione del fertilizzante.

4. Per gli impianti di cui al comma 2 il Ministero delle politiche agricole alimentari e forestali, avvalendosi di AGEA, predispone una procedura semplificata, anche tramite l'effettuazione di controlli a campione, volta alla verifica del rispetto delle condizioni di cui al comma 3, lettere a) e b).

5. Per gli impianti di cui al comma 2, il GSE eroga l'incentivo minimo spettante e corrisponde il conguaglio a seguito di comunicazione dell'esito dei controlli e delle verifiche di cui al comma 4.

Art. 26
(Disposizioni finali)

1. Il presente decreto, di cui gli allegati sono parte integrante, non comporta nuovi o maggiori oneri a carico del bilancio dello Stato ed entra in vigore il giorno successivo alla data di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana.

IL MINISTRO DELLO SVILUPPO ECONOMICO

IL MINISTRO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE

IL MINISTRO DELLE POLITICHE AGRICOLE, ALIMENTARI E FORESTALI

Allegato 1 – Vita utile convenzionale, tariffe incentivanti e incentivi per i nuovi impianti

Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza	VITA UTILE degli IMPIANTI	base tariffa incentivante	Incremento CHP
		kW	anni	€/MWh	€/MWh
Eolica	On-shore	1<P≤20	20	291	0
		20<P≤200	20	268	0
		200<P≤1000	20	149	0
		1000<P≤5000	20	135	0
		P>5000	20	127	0
	Off-shore	1<P≤5000	25	156	0
		P>5000	25	146	0
Idraulica	ad acqua fluente (compresi gli impianti in acquedotto)	1<P≤20	20	257	0
		20<P≤500	20	219	0
		500<P≤1000	20	155	0
		1000<P≤5000	25	104	0
		P>5000	30	94	0
	a bacino o a serbatoio	1<P≤5000	25	91	0
		P>5000	30	81	0
Oceanica		1<P≤5000	20	194	0
		P>5000	20	194	0
Geotermica		1<P≤1000	20	135	0
		1000<P≤5000	25	99	0
		P>5000	25	79	0
Gas di discarica		1<P≤1000	20	99	0
		1000<P≤5000	20	94	0
		P>5000	20	90	0
Gas residuati dai processi di depurazione		1<P≤1000	20	111	0
		1000<P≤5000	20	88	0
		P>5000	20	72	0
Biogas	a) prodotti di origine biologica;	1<P≤300	20	187	40
		300<P≤1000	20	147	40
		1000<P≤5000	20	104	40
		P>5000	20	91	40
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1 – A, e rifiuti diversi da quelli di cui alla lettera c)	1<P≤300	20	227	10
		300<P≤1000	20	175	10
		1000<P≤5000	20	125	10
		P>5000	20	101	10
	c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è riconosciuta forfetariamente ai sensi dell'Allegato 2	1<P≤1000	20	216	10
1000<P≤5000		20	109	10	
P>5000		20	66	10	
Biomasse	a) prodotti di origine biologica;	1<P≤1000	20	209	40
		1000<P≤5000	20	143	40
		P>5000	20	122	40
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1 – A, e rifiuti diversi da quelli di cui alla lettera c)	1<P≤1000	20	227	10
		1000<P≤5000	20	151	10
		P>5000	20	145	10
	c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è riconosciuta forfetariamente ai sensi dell'Allegato 2	1<P≤5000	20	174	10
		P>5000	20	125	10
			1<P≤5000	20	121
	P>5000	20	110	40	

Tabella 1.1

I valori della potenza di soglia sono fissati in 5000 kW per tutte le tipologie di fonte rinnovabile.

(*) Il premio CHP è ammesso fino ad una potenza di 10.000 kW.

CALCOLO INCENTIVO

Il GSE provvede per ciascun impianto alla determinazione dell'incentivo sulla base dei dati della produzione di energia elettrica immessa in rete e dei prezzi zonali comunicati dal GME, applicando la seguente formula:

$$I = T - Pz$$

Dove:

I è l'incentivo;

T è la tariffa incentivante ricavata per ciascuna fonte e tipologia di impianto dalla tabella 1.1;

Pz è il prezzo zonale orario, della zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta da ciascun impianto.

Nel caso in cui il valore dell'incentivo risulti negativo esso è posto pari a zero.

Tabella 1.A - ELENCO SOTTOPRODOTTI UTILIZZABILI NEGLI IMPIANTI A BIOMASSE E BIOGAS

Fermo restando il rispetto delle disposizioni in materia di sottoprodotti di cui al decreto legislativo n. 152 del 2006, si elencano di seguito i sottoprodotti utilizzabili negli impianti a biomasse e biogas ai fini dell'accesso ai meccanismi incentivanti di cui al presente decreto

1. Materiali sottoprodotti di origine animale non destinati al consumo umano - Reg. Ce 1069/2009

- classificati di Cat. 3 (con specifiche previste nel regolamento stesso):
 - ✓ carcasse e parti di animali macellati non destinati al consumo umano per motivi commerciali;
 - ✓ prodotti di origine animale o prodotti alimentari contenenti prodotti di origine animale non più destinati al consumo umano per motivi commerciali o a causa di problemi di fabbricazione o difetti che non presentano rischi per la salute pubblica o degli animali;
 - ✓ sottoprodotti di origine animale derivanti dalla fabbricazione di prodotti destinati al consumo umano, compresi ciccioli, fanghi da centrifuga o da separatore risultanti dalla lavorazione del latte;
 - ✓ sangue che non presenti alcun sintomo di malattie trasmissibili all'uomo o agli animali;
 - ✓ carniccio;
 - ✓ tessuto adiposo di animali che non presenti alcun sintomo di malattie trasmissibili all'uomo o agli animali;
 - ✓ rifiuti da cucina e ristorazione;
 - ✓ sottoprodotti di animali acquatici;

- classificati di Cat. 2 (con specifiche previste nel regolamento stesso per l'impiego in impianti di biogas, qualora l'autorità competente ritenga che non presentino rischi di diffusione di malattie trasmissibili gravi, dopo la trasformazione preliminare o senza trasformazione preliminare)
 - ✓ stallatico (escrementi e/o urina di animali, guano non mineralizzato, ecc...);
 - ✓ tubo digerente e suo contenuto.

2. Sottoprodotti provenienti da attività agricola, di allevamento, dalla gestione del verde e da attività forestale

- effluenti zootecnici;
- paglia;
- pula;
- stocchi;
- fieni e trucioli da lettiera.
- residui di campo delle aziende agricole;
- sottoprodotti derivati dall'espianto;
- sottoprodotti derivati dalla lavorazione dei prodotti forestali;
- sottoprodotti derivati dalla gestione del bosco;
- potature, ramaglie e residui dalla gestione del verde pubblico e privato.

3. Sottoprodotti provenienti da attività alimentari ed agroindustriali

- sottoprodotti della trasformazione del pomodoro (bucchette, bacche fuori misura, ecc.);
- sottoprodotti della trasformazione delle olive (sanse, acque di vegetazione);
- sottoprodotti della trasformazione dell'uva (vinacce, graspi, ecc.);
- sottoprodotti della trasformazione della frutta (condizionamento, sbucciatura, detorsolatura, pastazzo di agrumi, spremitura di pere, mele, pesche, noccioli, gusci, ecc.);
- sottoprodotti della trasformazione di ortaggi vari (condizionamento, sbucciatura, confezionamento, ecc.)

- sottoprodotti della trasformazione delle barbabietole da zucchero (borlande; melasso; polpe di bietola esauste essiccate, suppressate fresche, suppressate insilate ecc...)
- sottoprodotti derivati dalla lavorazione del risone (farinaccio, pula, lolla, ecc...)
- sottoprodotti della trasformazione dei semi oleosi (pannelli di germe di granoturco, lino, ecc.)
- pannello di spremitura di alga;
- sottoprodotti dell'industria della panificazione, della pasta alimentare, dell'industria dolciaria (sfridi di pasta, biscotti, altri prodotti da forno, ecc.).
- sottoprodotti della torrefazione del caffè.

Tabella 1-B Elenco prodotti di cui all'articolo 8, comma 4, lettera b)

	Colture per bioenergia			
	Coltura	Competizione alimentare o foraggiera	Valenza ambientale	Prescrizione
ANNUALI				
	Cardo mariano (<i>Silybum marianum</i>)			
	Facelia (<i>Phacelia spp.</i>)			
	Kokia scoparia			
	Loiessa (<i>Lolium spp</i>)			
	Medicago sativa			
	Rapa Invernale (<i>Brassica rapa</i>)	nessuna		
	Ricino (<i>Ricinus communis L.</i>)		cover crop, utile contro erosione nella copertura invernale del terreno. Protezione dalla liscivazione di elementi nutritivi. Funzione ecologica e reddituale	
	Saggina spagnola, <i>Phalaris arundinacea L.</i>		azotofissatrice	
	<i>Sorghum bicolor</i>	nessuna		
	<i>Sorghum sudanensis</i>	produzione italiana pari a 6.000 ton nel 2001 in diminuzione	rotazione	
	Sorgo da fibra sudangrass (<i>Sorghum bicolor L</i>)	non utilizzabile per l'alimentazione umana o zootecnica ex Direttiva 76/934/CEE della Commissione, del 1 dicembre 1976, relativa alla fissazione di quantità massime per le sostanze e per i prodotti indesiderabili negli alimenti per gli animali	rotazione	
	Sulla (<i>Hedysarum coronarium L.</i>	nessuna	rotazione su mais per limitare la diabrotica	in precessione o successione a coltura alimentare o foraggiera
	Trifoglio (<i>Trifolium spp</i>)		cover crop, utile contro erosione nella copertura invernale del terreno. Protezione dalla liscivazione di elementi nutritivi. Funzione ecologica e reddituale	leguminosa annuale autoriseminante
	<i>Arundo donax</i> (canna comune)	nessuna	efficienti da un punto di vista del bilancio del carbonio	
	Cactacee	nessuna	efficienti da un punto di vista del bilancio del carbonio	
	Cannuccia di palude (<i>Phragmites</i>)	nessuna	efficienti da un punto di vista del	

	australis)		bilancio del carbonio	
	Disa o saracchio (Ampelodesmos mauritanicus)	nessuna	clima mediterraneo	
	Ginestra odorosa (Spartium junceum L.)	nessuna	Essendo una pianta che sviluppa le sue radici in profondità, può essere utilizzata per consolidare terreni.	endemica in gran parte dell'areale del bacino del Mediterraneo
	Igniscum (Fallopia sachalinensis)	utilizzo solo energetico (combustibile e biogas)	efficiente dal punto di vista economico perchè utilizzabile dopo la semina per 20 a; pianta utilizza poche risorse e aumenta il humus del suolo;	
	Kenaf (Hibiscus cannabinus)	nessuna		
	Mischanthus	nessuna	efficienti da un punto di vista del bilancio del carbonio	
	Nicotiana tabacum , tabacco energetico	nessuna	efficienti da un punto di vista del bilancio del carbonio	
	Pennisetum spp	nessuna	clima mediterraneo	
	Saccharum spontaneum	nessuna	specifica per ambiente caldo umido (Sicilia)	
	Topinambur (Helianthus tuberosus)	nessuna	efficienti da un punto di vista del bilancio del carbonio	
POLIENNALI ARBOREE	Acacia saligna		ottime per zone marginali	
	Eucalitto (Eucalyptus spp)		ottime per zone marginali	
	Olmo siberiano (Ulmus pumila L.)		ottime per zone marginali	
	Paulownia		ottime per zone marginali	
	platano		ottime per zone marginali	
	Robinia (Robinia pseudoacacia)		ottime per zone marginali	
	Salice (Salix spp)		ottime per zone marginali	

Gli elenchi di cui alle tabelle 1-A e 1-B possono essere aggiornati con decreti 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

ALLEGATO 2: IMPIANTI OGGETTO DI INTEGRALE RICOSTRUZIONE, RIATTIVAZIONE, RIFACIMENTO, POTENZIAMENTO ED IMPIANTI IBRIDI

1.1 Definizioni

Al fine di meglio individuare le opere che di volta in volta vengono interessate dai diversi interventi contemplati dal presente allegato, di seguito sono fornite le definizioni puntuali di ciascun impianto alimentato da fonti rinnovabili.

1.1.1 Impianti idroelettrici

Gli impianti idroelettrici possono essere del tipo ad acqua fluente, a bacino e a serbatoio secondo la terminologia dell'UNIPEDE. L'impianto idroelettrico viene funzionalmente suddiviso in due parti:

1. centrale di produzione con uno o più gruppi turbina alternatore e opere elettromeccaniche connesse;
2. opere idrauliche.

Le principali opere idrauliche degli impianti idroelettrici sono esemplificativamente le seguenti:

- a) traverse, dighe, bacini, opere di presa, canali e gallerie di derivazione, vasche di carico, scarichi di superficie e di fondo, pozzi piezometrici, condotte forzate, opere di restituzione, opere di dissipazione;
- b) organi di regolazione e manovra, meccanici ed elettromeccanici, delle portate d'acqua fluenti nell'impianto (paratoie fisse e mobili, organi di regolazione e intercettazione varia, griglie e altri).

1.1.2 Impianti geotermoelettrici

L'impianto geotermoelettrico è costituito dalle seguenti quattro parti funzionali principali:

- a) Centrale, costituita da uno o più gruppi turbina alternatore, condensatori, estrattori gas, torri di raffreddamento, pompe di estrazione condensato e trasformatori;
- b) Pozzi, comprendenti i pozzi di estrazione del vapore e di reiniezione del condensato;
- c) Reti di trasporto fluido, comprendenti i vapordotti e acquedotti di reiniezione;
- d) Impiantistica di superficie, costituita da impianti di trattamento fluidi, anche volti all'ottimizzazione ambientale.

1.1.3 Impianti eolici

Impianto eolico è l'insieme di tutti gli aerogeneratori connessi nel medesimo punto di connessione alla rete con obbligo di connessione di terzi.

1.1.4 Impianti alimentati da gas di discarica

Impianto a gas di discarica: è l'insieme dei pozzi di captazione inseriti nella discarica, delle tubazioni di convogliamento del gas, dei sistemi di pompaggio, condizionamento e trattamento del gas, di tutti i gruppi di generazione (gruppi motore-alternatore) e del sistema di trattamento fumi. Ad impianti separati sulla stessa discarica devono corrispondere lotti indipendenti.

1.1.5 Impianti alimentati da gas di depurazione

Impianto a gas residuati dai processi di depurazione: è l'insieme delle apparecchiature di trasferimento fanghi ai digestori, dei digestori (dei fanghi prodotti in un impianto deputato al trattamento delle acque reflue, civili e/o industriali), dei gasometri, delle tubazioni di convogliamento del gas, dei sistemi di pompaggio, condizionamento e trattamento del gas, di tutti i gruppi di generazione (gruppi motore-alternatore) e del sistema di trattamento fumi.

1.1.6 Impianti alimentati da biogas

Impianto a biogas: è l'insieme del sistema di stoccaggio/vasche idrolisi delle biomasse, delle apparecchiature di trasferimento ai digestori del substrato, dei digestori e gasometri, delle tubazioni di convogliamento del gas, dei sistemi di pompaggio, condizionamento e trattamento del gas, di tutti i gruppi di generazione (gruppi motore-alternatore) e del sistema di trattamento dei fumi.

1.1.7 Impianti alimentati da bioliquidi

Impianto a bioliquidi: è l'insieme degli apparati di stoccaggio e trattamento del combustibile, di trasferimento del combustibile dallo stoccaggio ai buffer tank e da questi ai motori, di tutti i gruppi di generazione (gruppi motore-alternatore), del sistema di trattamento fumi.

1.1.8 Impianti alimentati da biomasse

Impianto a biomasse: è l'insieme degli apparati di stoccaggio, trattamento e trasformazione del combustibile (tra cui se presenti i gassificatori), dei generatori di vapore, dei forni di combustione, delle griglie e di tutti i gruppi di generazione (gruppi motore-alternatore), dei condensatori, della linea di trattamento fumi, del camino, e, quando ricorra, delle opere di presa e di scarico dell'acqua di raffreddamento e delle torri di raffreddamento.

2 INTEGRALI RICOSTRUZIONI

2.1 Definizioni

2.1.1 Impianti idroelettrici

Integrale ricostruzione di un impianto idroelettrico è l'intervento su un impianto che comporta la totale ricostruzione di tutte le opere idrauliche appartenenti all'impianto e la sostituzione con nuovi

macchinari di tutti i gruppi turbina-alternatore costituenti l'impianto stesso. Nel caso in cui l'impianto idroelettrico utilizzi opere idrauliche consortili, che risultano esclusivamente nella disponibilità di un soggetto terzo, queste opere potranno non essere interessate dall'intervento; l'intervento di integrale ricostruzione non è contemplato per gli impianti idroelettrici installati negli acquedotti.

2.1.2 Impianti geotermoelettrici

Integrale ricostruzione di un impianto geotermoelettrico: è l'intervento su un impianto che comporta la totale ricostruzione dei pozzi di produzione e reiniezione, qualora l'impianto ne sia provvisto, nonché la sostituzione con nuovi macchinari almeno dell'alternatore, della turbina e del condensatore di tutti i gruppi costituenti l'impianto.

2.1.2 Altri impianti

Integrale ricostruzione di un impianto diverso da idroelettrico e geotermoelettrico: è l'impianto realizzato su un sito sul quale, prima dell'avvio dei lavori di ricostruzione, preesisteva un altro impianto di produzione di energia elettrica, del quale possono essere riutilizzate le sole infrastrutture elettriche, le opere infrastrutturali interrate e gli edifici connessi al funzionamento del preesistente impianto.

L'intervento di integrale ricostruzione non è contemplato per gli impianti alimentati da bioliquidi, biogas, gas di discarica e gas residuati dei processi di depurazione.

Incentivi applicati alle integrali ricostruzioni

Ai fini dell'applicazione dell'articolo 7, l'incentivo è pari a:

$$I = I_{\text{nuovo}} * D$$

Dove:

I_{nuovo} = incentivo calcolato secondo le modalità di cui all'allegato 1 per impianti nuovi di potenza pari quella dell'impianto dopo l'intervento stesso;

D = coefficiente di gradazione pari a 0,9.

Nel caso di impianti ad asta l'incentivo determinato come sopra per l'ultimo di scaglione di potenza è quello posto a base d'asta.

Per impianti che richiedono la tariffa onnicomprensiva ai sensi dell'articolo 7, comma 4, il GSE provvede a calcolare il valore onnicomprensivo spettante con riferimento al prezzo medio zonale nell'anno precedente a quello di entrata in esercizio.

3 POTENZIAMENTI

Nei seguenti paragrafi sono individuate, a secondo della tipologia di impianto, condizioni e modalità per l'accesso agli incentivi.

In tutti i casi, ad eccezione degli impianti idroelettrici, il produttore deve dimostrare che la potenza nominale dei motori primi dopo l'intervento risulti incrementata di almeno il 10%

Il potenziamento, per essere ammesso al regime incentivante, deve essere realizzato su impianti entrati in esercizio da almeno cinque anni e deve essere concluso entro dodici mesi dalla data di

inizio lavori. Il predetto limite minimo di cinque anni non si applica agli impianti alimentati da gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.

3.1. POTENZIAMENTO DI IMPIANTI DIVERSI DAGLI IMPIANTI IDROELETTRICI

Fatta eccezione per i potenziamenti di impianti idroelettrici, per i quali vale quanto disposto dal paragrafo 3.2, per i potenziamenti di altri impianti l'energia imputabile al potenziamento " E_P " viene determinata con la seguente formula:

$$E_P = (E_N - E_5)$$

Dove:

- E_P = Energia elettrica imputabile all'intervento effettuato;
- E_N = Energia netta immessa in rete annualmente dopo l'intervento di rifacimento;
- E_5 = Media della produzione netta degli ultimi 5 anni utili precedenti l'intervento.

3.2. POTENZIAMENTO DEGLI IMPIANTI IDROELETTRICI

L'intervento su un impianto idroelettrico esistente è riconosciuto come un potenziamento quando si verificano almeno le seguenti condizioni:

- a) l'impianto è entrato in esercizio da almeno 5 anni; a tal fine, la data di entrata in esercizio corrisponde al primo parallelo dell'impianto con la rete elettrica;
- b) l'intervento effettuato per consentire l'aumento della producibilità deve comportare un costo specifico minimo del potenziamento definito di seguito.

Il potenziamento dell'impianto idroelettrico, finalizzato all'aumento dell'efficienza produttiva globale dello stesso, può comprendere interventi di varia natura e di diversa entità e complessità sul macchinario produttivo elettromeccanico, sul sistema di automazione e sulle opere idrauliche.

L'intervento di potenziamento deve essere completato entro dodici mesi dalla data di inizio dei lavori, comunicata dal produttore al GSE.

Costo minimo del potenziamento idroelettrico

Il costo complessivo del potenziamento, espresso in euro, rappresenta la somma di tutte le spese sostenute esclusivamente per la realizzazione delle opere previste nell'intervento di potenziamento dell'impianto idroelettrico. Non sono ammissibili i costi imputabili ad opere di manutenzione ordinaria.

Si definisce « p », costo specifico del potenziamento, il rapporto tra il costo complessivo del potenziamento C e la potenza nominale dell'impianto dopo il potenziamento.

$p = C : P_d$, dove il valore di p è espresso in €/kW

C è il costo complessivo del potenziamento espresso in €

P_d è la potenza nominale delle turbine appartenenti all'impianto dopo l'intervento di potenziamento (somma aritmetica delle potenze nominali di targa delle turbine idrauliche utilizzate nell'impianto, espressa in kW).

Per ottenere il riconoscimento del potenziamento dell'impianto idroelettrico il valore del parametro p deve risultare non inferiore a **150 €/kW**.

Documentazione specifica da allegare alla domanda di riconoscimento di potenziamento idroelettrico

Il costo complessivo dell'intervento di rifacimento parziale dell'impianto idroelettrico deve essere adeguatamente documentato attraverso una apposita relazione tecnica-economica, firmata dal progettista delle opere e dal legale rappresentante del produttore che richiede il riconoscimento dell'intervento stesso.

La relazione tecnica economica allegata alla domanda di riconoscimento deve riportare:

- a) la descrizione sintetica e l'elenco dei lavori di potenziamento previsti o effettuati, suddiviso per macro-insiemi significativi di opere, riferiti alle parti funzionali dell'impianto;
- b) il computo economico complessivo dei costi effettivamente sostenuti, o preventivati nei casi di impianti non ancora in esercizio alla data di presentazione della domanda, connessi alla realizzazione dei macro insiemi di opere suddetti; in ogni caso deve essere indicato il costo effettivamente sostenuto; i costi esposti, qualora richiesto dal GSE, dovranno risultare da idonea documentazione contabile dei lavori effettuati;
- c) il programma temporale schematico, corrispondente alle macro-attività lavorative, previsto o effettivamente realizzato, che riporti esplicitamente la data di inizio lavori e la data di fine lavori di potenziamento, corrispondente con la data di entrata in esercizio dell'impianto a seguito del potenziamento (data del primo parallelo con la rete a seguito dell'intervento);
- d) una corografia generale e un profilo funzionale idraulico dell'impianto.

Energia elettrica imputabile per potenziamento idroelettrico

La produzione di energia elettrica degli impianti riconosciuti e qualificati come potenziamenti di impianti idroelettrici dà diritto alla certificazione di una quota di produzione da fonti rinnovabili.

La quota di produzione annua imputabile all'intervento di potenziamento degli impianti idroelettrici, espressa in MWh, al generico anno i -esimo ($i=1, \dots, n$) dopo il potenziamento dell'impianto, è data dalle seguente formula:

$$E_P = 0,05 \cdot E_{Ni}$$

dove

E_P è l'energia elettrica da incentivare con specifica tariffa, del generico anno i -esimo dopo l'intervento di potenziamento, espressa in MWh.

E_{Ni} è la produzione netta annuale immessa in rete nell'anno i -esimo espressa in MWh.

Nella determinazione del valore di E_{Ni} si tiene conto anche delle eventuali modifiche normative in merito al minimo deflusso costante vitale, eventualmente intervenute successivamente all'intervento di potenziamento, aggiungendo il corrispondente valore di produzione di energia elettrica.

Incentivi applicati all'energia imputabile al potenziamento

All'energia riconosciuta potenziamento, determinata con le modalità sopra riportate, l'incentivo applicabile ai sensi dell'articolo 7 è pari a:

$$I = I_{\text{nuovo}} * D$$

Dove:

I_{nuovo} = incentivo calcolato secondo le modalità di cui all'allegato 1 per impianti nuovi di potenza pari a quella dell'impianto dopo il potenziamento;

D = coefficiente di gradazione pari a 0,8.

Nel caso di impianti ad asta l'incentivo determinato come sopra per l'ultimo di scaglione di potenza è quello posto a base d'asta.

Per impianti che richiedono la tariffa onnicomprensiva ai sensi dell'articolo 7, comma 4, il GSE provvede a calcolare il valore onnicomprensivo spettante con riferimento al prezzo medio zonale nell'anno precedente a quello di entrata in esercizio.

4 RIFACIMENTI PARZIALI E TOTALI

4.1 Definizioni

4.1.1 Impianti idroelettrici

Il rifacimento parziale o totale può comprendere la realizzazione di interventi di varia natura e di diversa entità/complessità sui gruppi turbina-alternatori, sulle opere civili e/o idrauliche nonché sulle apparecchiature di manovra idraulica afferenti all'impianto. Pertanto, gli interventi sui macchinari e sulle opere riconosciuti come finalizzati al rifacimento possono riguardare:

- a) gruppi turbina alternatori: interventi migliorativi che vanno dalla revisione funzionale e/o tecnologica sino alla completa sostituzione, con nuovi macchinari, di parte o di tutti i gruppi turbina-alternatori appartenenti all'impianto stesso;
- b) le opere civili e/o idrauliche, le condotte forzate e gli organi elettromeccanici di regolazione e manovra; esemplificativamente: la costruzione ex novo delle opere idrauliche o di parte di esse, la sostituzione oppure il rinnovamento delle condotte forzate, il rifacimento dei rivestimenti di canali e gallerie, il rifacimento dei paramenti delle traverse e delle dighe di sbarramento, la stabilizzazione delle fondazioni delle opere idrauliche, la stabilizzazione di versanti dei bacini, il risanamento superficiale o strutturale delle murature delle opere idrauliche, la sostituzione oppure il rinnovamento degli organi elettromeccanici di regolazione e manovra.

4.1.2 Impianti geotermoelettrici

Il rifacimento parziale o totale può comprendere la realizzazione di interventi di varia natura e di diversa entità/complessità sui gruppi turbina-alternatore, sulle opere civili, sui pozzi, e sulle reti di trasporto dei fluidi e sull'impiantistica di superficie. Pertanto, gli interventi sui macchinari e sulle opere riconosciuti come finalizzati al rifacimento possono riguardare:

- a) Gruppi turbina alternatori: interventi migliorativi che vanno dalla revisione funzionale e/o tecnologica sino alla completa sostituzione, con nuovi macchinari, di parte o di tutti i gruppi turbina-alternatori appartenenti all'impianto stesso;
- b) Centrale: condensatori, estrattori gas, torri di raffreddamento, pompe di estrazione condensato e trasformatori;

- c) Pozzi: di estrazione del vapore e di reiniezione del condensato;
- d) Reti di trasporto fluido: vapordotti e acquedotti di reiniezione;
- e) Impiantistica di superficie: impianti di trattamento fluidi, anche ai fini dell'ottimizzazione ambientale.

4.1.3 Impianti eolici

Il rifacimento parziale o totale può comprendere la realizzazione di interventi di varia natura e di diversa entità/complessità sui diversi componenti dell'impianto. Pertanto, gli interventi riconosciuti come finalizzati al rifacimento possono riguardare: la torre, il generatore, il moltiplicatore di giri, l'inverter, il sistema controllo, il mozzo ed il rotore.

4.1.4 Impianti alimentati da gas di discarica

Il rifacimento parziale o totale può comprendere la realizzazione di interventi di varia natura e di diversa entità/complessità sui diversi componenti dell'impianto. Pertanto, gli interventi riconosciuti come finalizzati al rifacimento possono riguardare:

- i gruppi motore-alternatore : interventi migliorativi che vanno dalla revisione funzionale e/o tecnologica sino alla completa sostituzione, con nuovi macchinari, di parte o di tutti i gruppi motore-alternatore appartenenti all'impianto stesso;
- le tubazioni di convogliamento del gas, i sistemi di pompaggio, il condizionamento e trattamento del gas nonché il sistema di trattamento dei fumi.

4.1.5 Impianti alimentati da gas di depurazione

Il rifacimento parziale o totale può comprendere la realizzazione di interventi di varia natura e di diversa entità/complessità sui diversi componenti dell'impianto. Pertanto, gli interventi riconosciuti come finalizzati al rifacimento possono riguardare:

- i gruppi motore-alternatore: interventi migliorativi che vanno dalla revisione funzionale e/o tecnologica sino alla completa sostituzione, con nuovi macchinari, di parte o di tutti i gruppi motore-alternatore appartenenti all'impianto stesso;
- le apparecchiature di trasferimento dei fanghi ai digestori, i digestori dei fanghi (prodotti in un impianto deputato al trattamento delle acque reflue, civili e/o industriali), i gasometri, le tubazioni di convogliamento del gas, i sistemi di pompaggio, il condizionamento e trattamento del gas nonché il sistema di trattamento dei fumi.

4.1.6 Impianti alimentati da biogas

Il rifacimento parziale o totale può comprendere la realizzazione di interventi di varia natura e di diversa entità/complessità sui diversi componenti dell'impianto. Pertanto, gli interventi riconosciuti come finalizzati al rifacimento possono riguardare:

- i gruppi motore-alternatore: interventi migliorativi che vanno dalla revisione funzionale e/o tecnologica sino alla completa sostituzione, con nuovi macchinari, di parte o di tutti i gruppi motore-alternatore appartenenti all'impianto stesso;
- a) le vasche di idrolisi delle biomasse, le apparecchiature di trasferimento ai digestori del substrato, i digestori, i gasometri, le tubazioni di convogliamento del gas, i sistemi di

pompaggio, il condizionamento e trattamento del biogas nonché il sistema di trattamento dei fumi.

4.1.7 Impianti alimentati da bioliquidi

Il rifacimento parziale o totale può comprendere la realizzazione di interventi di varia natura e di diversa entità/complessità sui diversi componenti dell'impianto. Pertanto, gli interventi riconosciuti come finalizzati al rifacimento possono riguardare:

- i gruppi motore-alternatore: interventi migliorativi che vanno dalla revisione funzionale e/o tecnologica sino alla completa sostituzione con nuovi macchinari, di parte o di tutti i gruppi motore-alternatore appartenenti all'impianto stesso;
- gli apparati di stoccaggio e trattamento del combustibile, i sistemi di trasferimento del combustibile dallo stoccaggio ai buffer tank e da questi ai motori, il sistema di trattamento fumi nonché sul camino.

4.1.8 Impianti alimentati da biomasse

Il rifacimento parziale o totale può comprendere la realizzazione di interventi di varia natura e di diversa entità/complessità sui diversi componenti dell'impianto. Pertanto, gli interventi riconosciuti come finalizzati al rifacimento possono riguardare:

- i gruppi motore-alternatore: interventi migliorativi che vanno dalla revisione funzionale e/o tecnologica sino alla completa sostituzione, con nuovi macchinari, di parte o di tutti i gruppi motore-alternatore appartenenti all'impianto stesso;
- i sistemi di stoccaggio, di trattamento e trasformazione del combustibile (tra cui se presenti anche i gassificatori), i generatori di vapore, i condensatori, i forni di combustione, le griglie, la linea di trattamento fumi, il camino, e, qualora presenti, le opere di presa e di scarico dell'acqua di raffreddamento nonché delle torri di raffreddamento.

Qualora l'impianto sia articolato con diverse linee produttive, dotate di autonomia di esercizio e di misuratori dedicati dell'energia generata, per motivi legati alla continuità di gestione dell'impianto stesso, l'intervento di rifacimento può essere realizzato anche sulle singole linee produttive appartenenti all'impianto.

L'intervento di rifacimento può comportare anche la diminuzione oppure l'aumento della potenza rispetto a quella dell'impianto preesistente.

La domanda di partecipazione alla procedura di cui all'articolo 15, munita dei pertinenti elementi previsti per la qualifica dal punto 1 dell'allegato 3, è accompagnata da una relazione tecnico-economica preliminare riferita agli interventi da eseguire, ricadenti tra quelli di cui ai punti precedenti, e del relativo programma temporale di esecuzione.

4.2 Incentivi riconosciuti e modalità di richiesta e ottenimento

4.2.1 Determinazione dell'incentivo spettante a seguito dell'intervento

$$I = I_{\text{nuovo}} * D$$

Dove:

I_{nuovo} = incentivo calcolato secondo le modalità di cui all'allegato 1 per impianti nuovi di potenza pari a quella dell'impianto dopo il potenziamento;

D = coefficiente di gradazione come definito al paragrafo successivo.

Per impianti che richiedono la tariffa onnicomprensiva ai sensi dell'articolo 7, comma 4, il GSE provvede a calcolare il valore onnicomprensivo spettante con riferimento al prezzo medio zonale nell'anno precedente a quello di entrata in esercizio. **4.2.2 Determinazione del coefficiente di gradazione D**

Il coefficiente di gradazione D è calcolato con le seguenti modalità:

a) per gli impianti diversi da quelli alimentati a biomassa e rifiuti, si calcola il rapporto:

$$R = C_s/C_r$$

dove:

- C_s è il costo specifico dell'intervento di rifacimento (espresso in €/kW di potenza dopo l'intervento), riconosciuto dal GSE;
- C_r è il costo specifico di riferimento, determinato per ciascuna fonte, tipologia e taglia di impianto, nella tabella I del presente Allegato.

Il costo specifico “ C_s “ dell'intervento di rifacimento espresso in €/kW si ottiene dividendo il costo complessivo “ C “ dell'intervento, espresso in euro, per la potenza dell'impianto (espressa in kW) dopo l'intervento di rifacimento; esclusivamente per gli impianti idroelettrici, a questo fine, la potenza dell'impianto dopo l'intervento, viene valutata come somma delle potenze nominali (esprese in kW) delle turbine idrauliche appartenenti all'impianto.

Il costo complessivo “ C “ del rifacimento, espresso in euro, rappresenta la somma di tutte le spese sostenute esclusivamente per la progettazione e per realizzazione delle opere previste nell'intervento di rifacimento totale o parziale dell'impianto alimentato da fonti rinnovabili.

Si è in presenza di **refacimento parziale** quando $0,15 < R \leq 0,25$.

In tal caso, il coefficiente di gradazione D è pari a R.

Si è in presenza di **refacimento totale** quando $R > 0,25$.

In tal caso, per valori di R fino a 0,5 il coefficiente di gradazione D è pari a R; per $R > 0,5$, il coefficiente di gradazione D è comunque pari a 0,5.

b) per gli impianti a biomassa e rifiuti, si calcola il rapporto R come al punto a).

Si è in presenza di rifacimento parziale quando $0,15 < R \leq 0,25$

In tal caso, il coefficiente di gradazione D è pari a $R + 0,55$.

Si è in presenza di rifacimento totale quando $R > 0,25$.

In tal caso, il coefficiente di gradazione D è una funzione variabile linearmente tra 0,8 per $R = 0,25$ e 0,9 per $R = 0,5$. Per $R > 0,5$ il coefficiente di gradazione D è comunque pari a 0,9.

4.2.3. Indicazioni di carattere generale

Si precisa che la realizzazione di un intervento di rifacimento esclude la possibilità di eseguire, durante il periodo dell'incentivazione spettante al rifacimento stesso, un intervento di potenziamento sullo stesso impianto;

Si evidenzia che non verranno considerati e contabilizzati, ai fini della valutazione del costo complessivo dell'intervento "C", i lavori effettuati successivamente ai periodi massimi ammissibili di realizzazione dell'intervento dei rifacimento parziali e totali posti pari a quelli individuati nella tabella di cui all'art.15 comma 4.

Per gli impianti a biomassa, qualora l'Operatore richieda il rifacimento su una linea produttiva autonoma dell'impianto, il costo complessivo "C" del rifacimento deve essere riferito esclusivamente agli interventi effettuati sulla stessa linea produttiva. I costi degli interventi effettuati su sistemi e apparati comuni, a più linee produttive dell'impianto, devono essere suddivisi pro-quota in base al rapporto della potenza della linea produttiva interessata dei lavori rispetto alla potenza totale dell'impianto.

Nel caso di impianti gravemente danneggiati o distrutti da eventi alluvionali di eccezionale gravità o da altri eventi naturali distruttivi, riconosciuti dalle competenti autorità, non viene considerata la condizione sugli anni di funzionamento dell'impianto, precedenti alla realizzazione dell'intervento di rifacimento introdotta al comma 2/a dell'art. 15.

Tabella I. Costi specifici di riferimento per gli interventi di rifacimento parziale e totale

Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza kW	Ci	
			€/kW	
Eolica	On-shore	1<P≤20	3.300	
		20<P≤200	2.700	
		200<P≤1000	1.600	
		1000<P≤50005000	1.350	
		P>50005000	1.225	
	Off-shore	1<P≤50005000	2.700	
		P>50005000	2.500	
Idraulica	ad acqua fluente (compresi gli impianti in acquedotto)	1<P≤20	4.500	
		20<P≤220	4.000	
		220<P≤1000	3.600	
		1000<P≤50005000	2.800	
		P>50005000	2.700	
	a bacino o a serbatoio	1<P≤50005000	2.300	
		P>50005000	2.200	
Geotermica		1<P≤1000	5.500	
		1000<P≤5000	3.600	
		P>5000	3.000	
Gas di discarica		1<P≤1000	2.500	
		1000<P≤50005000	2.375	
		P>50005000	2.256	
Gas residuati dai processi di depurazione		1<P≤1000	3.900	
		1000<P≤5000	3.000	
		P>5000	2.700	
Biogas	a) prodotti di origine biologica;	1<P≤300	5.500	
		300<P≤1000	4.000	
		1000<P≤50005000	3.000	
		P>50005000	2.700	
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1 –A, e rifiuti diversi da quelli di cui alla lettera c)	1<P≤300	5.700	
		300<P≤1000	4.300	
		1000<P≤50005000	3.000	
			P>50005000	2.700
	c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è riconosciuta forfetariamente ai sensi dell'Allegato 2	1<P≤1000	6.100	
1000<P≤50005000		4.000		
P>50005000		3.600		
Biomasse	a) prodotti di origine biologica;	1<P≤1000	4.500	
		1000<P≤50005000	3.700	
		P>50005000	3.000	
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1 –A, e rifiuti diversi da quelli di cui alla lettera c)	1<P≤1000	4.500	
		1000<P≤50005000	4.000	
		P>50005000	3.500	
c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è riconosciuta forfetariamente ai sensi dell'Allegato 2	1<P≤50005000	6.500		
	P>50005000	6.200		
Bioliquidi sostenibili		1<P≤5000	1.200	
		P>5000	1.080	

4.2.3 Ulteriore Documentazione da produrre da parte del produttore a intervento ultimato

A intervento terminato, il produttore integra i pertinenti elementi previsti dal punto 2 dell'allegato 3 con una relazione tecnica-economica di consuntivo composta da:

- a) una relazione tecnica con la descrizione dettagliata dell'elenco dei lavori effettuati, suddiviso per macro insiemi significativi di opere e/o componenti, come indicato per le diverse tipologie impiantistiche al paragrafo 4.1; la relazione tecnica deve essere corredata di tavole grafiche relative allo stato dell'impianto pre-intervento e post-intervento di rifacimento;

- b) per la determinazione del costo complessivo “C” dell’intervento deve essere sviluppato il computo economico dettagliato dei costi effettivamente sostenuti e riferiti esclusivamente alle opere indicate al paragrafo 4.1, accompagnato da tutta la documentazione contabile di supporto; il produttore è tenuto a conservare, per tutto il periodo di diritto all’incentivo, la copia originale della relazione tecnica economica di consuntivo nonché copia originale di tutta la documentazione contabile e delle fatture emesse a riscontro dei costi sostenuti per la realizzazione dell’intervento;
- c) il diagramma temporale delle attività eseguite, che riporti esplicitamente la data di inizio lavori e la data di fine lavori di rifacimento, corrispondente con la data di entrata in esercizio dell’impianto a seguito del rifacimento.

Per gli impianti di potenza superiore a 1 MW, la relazione tecnica economica di consuntivazione dell’intervento effettuato deve essere certificata da un soggetto terzo con modalità precisate dal GSE.

Il costo sostenuto dal produttore per la certificazione della suddetta relazione tecnica economica potrà essere inserito come onere afferente al costo complessivo dell’intervento di rifacimento effettuato.

Nel caso di impianti gravemente danneggiati o distrutti da eventi calamitosi riconosciuti dalle competenti autorità, qualora siano previsti contributi monetari come indennizzo di natura pubblica dei danni subiti per la ricostruzione dell’impianto, tali contributi saranno detratti dal costo complessivo computato per la realizzazione del rifacimento parziale o totale.

Il GSE valuta la documentazione acquisita e, ad esito positivo della stessa valutazione, provvede alle conseguenti erogazioni secondo le modalità previste dal presente decreto.

5. RIATTIVAZIONI

La riattivazione di un impianto è la messa in servizio di un impianto dismesso da oltre cinque anni, come risultante dalla documentazione presentata all’Agenzia delle Dogane (chiusura dell’officina elettrica o dichiarazione di produzione nulla per cinque anni consecutivi) o dalla dismissione ai sensi dell’articolo 1-quinquies, comma 1, della legge 27 ottobre 2003, n. 290, ove previsto.

Incentivi applicati alle riattivazioni

Ai fini dell’applicazione dell’articolo 7, l’incentivo è pari a:

:

$$I = I_{\text{nuovo}} * D$$

Dove:

I_{nuovo} = incentivo calcolato secondo le modalità di cui all’allegato 1 per impianti nuovi di potenza pari a quella dell’impianto dopo il potenziamento;

D = coefficiente di gradazione pari a 0,8.

Nel caso di impianti ad asta l'incentivo determinato come sopra per l'ultimo di scaglione di potenza è quello posto a base d'asta.

Per impianti che richiedono la tariffa onnicomprensiva ai sensi dell'articolo 7, comma 4, il GSE provvede a calcolare il valore onnicomprensivo spettante con riferimento al prezzo medio zonale nell'anno precedente a quello di entrata in esercizio.

6. IMPIANTI IBRIDI

Parte I: IMPIANTI IBRIDI ALIMENTATI DA RIFIUTI PARZIALMENTE BIODEGRADABILI

6.1. Rifiuti la cui quota biodegradabile è computata forfetariamente

1. Fatta salva la facoltà del produttore di richiedere l'applicazione di vigenti procedure analitiche, la quota di produzione di energia elettrica imputabile a fonti rinnovabili riconosciuta ai fini dell'accesso ai meccanismi incentivanti è pari al 51% della produzione netta per tutta la durata di diritto, nei seguenti casi :

- i) rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata individuati dai CER che iniziano con le 4 cifre 20 03 e 20 02 con esclusione dei CER 200202 e 200203;
- ii) Combustibile solido secondario (CSS di cui all' art. 183 D. Lgs. 152/06 e s.m.i.) prodotto da rifiuti urbani che rispetta le caratteristiche di classificazione e specificazione individuate dalla norma UNI EN 15359 e smi che abbia un PCI non superiore a 16 MJ/kg sul secco al netto delle ceneri, come da dichiarazione del produttore tramite idonea certificazione. Il CDR di cui alla norma UNI 9903-1:2004 qualificato come RDF di qualità normale si considera rientrante nei CSS;
- iii) Rifiuti speciali non pericolosi a valle della raccolta differenziata che rientrano nell'elenco riportato in Tabella 6.A solo se la somma delle masse di tali rifiuti è non superiore al 20% del peso totale dei rifiuti utilizzati su base annua. Nel caso in cui siano utilizzati anche altri rifiuti speciali non pericolosi non compresi nell'elenco di cui alla Tabella 6.A, è fissata una franchigia fino al 5% in peso di tali rifiuti, rispetto al totale dei rifiuti utilizzati su base annua, compresa entro il 20% sopracitato;
- iv) Combustibile solido secondario (CSS di cui all' art. 183 dls n.152/06 e smi) prodotto da rifiuti speciali non pericolosi a valle della raccolta differenziata di cui alla Tabella 6.A e da rifiuti urbani che rispetta le caratteristiche di classificazione e specificazione individuate dalla norma UNI EN 15359 e che abbia un PCI non superiore a 16 MJ/kg sul secco al netto delle ceneri, solo se la somma delle masse dei rifiuti speciali non pericolosi di cui alla Tabella 6.A è non superiore al 40 % del totale delle masse dei rifiuti utilizzati per la produzione del CSS. Il CdR di cui alla norma UNI 9903-1:2004 qualificato come RDF di qualità normale rientra nei CSS.

2. Nel caso di utilizzo contestuale di rifiuti speciali non pericolosi di cui al punto iii) e CSS di cui al punto iv) del paragrafo 1), la somma complessiva delle masse di CSS e di altri rifiuti speciali non pericolosi inclusi nell'elenco di cui alla Tabella 6.A di cui al punto iii) deve comunque risultare inferiore al 20% del peso totale di tutti i rifiuti trattati su base annua.

3. Nel caso in cui la percentuale di rifiuti speciali non pericolosi, indicata al paragrafo 1, punti iii) e iv), e paragrafo 2, sia superata, ai fini della determinazione della quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, alla quantità di rifiuti speciali in esubero rispetto al 20% viene attribuita una percentuale biogenica pari a zero e ai fini dei bilanci di energia a tale quota in esubero viene forfetariamente assegnato un PCI pari a 16 MJ/kg sul secco al netto delle ceneri;

4. Nel caso iii) per i rifiuti speciali, identificati dal codice CER categoria 19, compresi nell'elenco della Tabella 6.A provenienti da impianti di trattamento e/o separazione meccanica dei rifiuti urbani, per il calcolo della quota di produzione di energia elettrica imputabile alle fonti energetiche rinnovabili si applicano, rispettivamente, le condizioni di cui al punto i) qualora al trattamento e/o separazione meccanica a monte dell'impianto di produzione siano destinati esclusivamente rifiuti urbani indifferenziati a valle di attività di raccolta differenziata o le condizioni di cui allo stesso punto iii) relativamente alla percentuale di rifiuti speciali non pericolosi di cui all'elenco della

Tabella 6.A da considerare qualora l'impianto di trattamento e/o separazione meccanica a monte dell'impianto di produzione energetica sia alimentato congiuntamente da rifiuti urbani e da rifiuti speciali non pericolosi, questi ultimi nella misura massima del 10%.

6.2. Ulteriori rifiuti speciali ammessi a forfetizzazione

1. Il ricorso a criteri forfettari è ammesso anche per le seguenti ulteriori tipologie di rifiuti speciali:
 - a) rifiuti sanitari e veterinari a rischio infettivo (codici CER 180103* 180202*) per i quali si assume una percentuale forfettaria di biodegradabilità pari al 40%.

Nel caso di impianti in cui i rifiuti sanitari e veterinari sopracitati siano trattati congiuntamente ai rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata e ai rifiuti speciali non pericolosi, la quantità dei rifiuti di cui al punto a) concorre alla percentuale del 10% di cui all' art. 1, paragrafo 1 punto iii).

Nel caso di impianti dedicati per i rifiuti di cui al punto a) si assume forfettariamente un PCI pari a 10,5 MJ/kg.

6.3. Altri rifiuti

Per gli impianti alimentati da rifiuti diversi da quelli di cui ai punti precedenti, per la determinazione della quota di produzione di energia elettrica imputabile a fonti rinnovabili si procedere attraverso metodi di determinazione analitica sulla base di procedure aggiornate dal GSE, sentito il CTI, entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Il GSE, sentito il CTI, propone ulteriori rifiuti per i quali riconoscere la produzione imputabile a fonti rinnovabili sulla base di valori forfettari.

6.4. Informazioni da fornire

1. Nel caso di riconoscimento forfetario dell'energia imputabile a fonti rinnovabili, il produttore è tenuto a fornire bimestralmente al GSE i dati sui quantitativi di rifiuti utilizzati, distinti per codice CER, nonché le analisi, rilasciate da laboratori terzi ed effettuate con cadenza almeno semestrale, necessarie per la verifica del rispetto delle norme tecniche citate al paragrafo 1, delle quantità e, laddove necessario, dei PCI.
2. Qualora non si dia luogo al riconoscimento forfetario, il produttore è tenuto a caratterizzare i rifiuti utilizzati in termini di codici CER, quantità, PCI poteri calorifici dei rifiuti e del CSS sulla base della normativa tecnica UNI-CTI e delle linee guida CTI.
3. In entrambi i casi di cui ai precedenti punti 1 e 2, per il CSS deve essere fornita al GSE documentazione atta a evidenziarne la provenienza, le caratteristiche e i rifiuti utilizzati per la produzione.

6.5 Incentivi applicati agli impianti a rifiuti

Le tariffe incentivanti di riferimento sono applicate alla sola produzione imputabile a fonti rinnovabili, e sono quelle individuate dall'allegato 1 nel caso di nuovi impianti ovvero dal presente allegato per le altre tipologie di intervento.

TABELLA 6.A - RIFIUTI A VALLE DELLA RACCOLTA DIFFERENZIATA PER I QUALI E' AMMESSO IL CALCOLO FORFETTARIO DELL'ENERGIA IMPUTABILE ALLA BIOMASSA (51%), SE USATI ENTRO CERTI LIMITI DI QUANTITA'

CODICE CER	DESCRIZIONE
02 01 02	Scarti di tessuti animali
02 01 03	Scarti di tessuti vegetali
02 01 04	Rifiuti plastici (ad esclusione degli imballaggi)
02 01 06	Feci animali, urine e letame (comprese le lettiere usate) effluenti, raccolti separatamente e trattati fuori sito
02 01 07	Rifiuti della silvicoltura
02 02 03	Scarti inutilizzabili per il consumo o la trasformazione
02 03 03	Rifiuti prodotti dall'estrazione tramite solvente
02 03 04	Scarti inutilizzabili per il consumo o la trasformazione
02 05 01	Scarti inutilizzabili per il consumo o la trasformazione
02 06 01	Scarti inutilizzabili per il consumo o la trasformazione
02 07 01	Rifiuti prodotti dalle operazioni di lavaggio, pulizia e macinazione della materia prima
02 07 02	Rifiuti prodotti dalla distillazione di bevande alcoliche
02 07 04	Scarti inutilizzabili per il consumo o la trasformazione
03 01 01	Scarti di corteccia e sughero
03 01 05	Segatura, trucioli, residui di taglio, legno, pannelli di truciolare e piallacci diversi da quelli di cui alla voce 03 01 04
03 01 99	Rifiuti non specificati altrimenti
03 03 01	Scarti di corteccia e legno
03 03 07	Scarti della separazione meccanica nella produzione di polpa da rifiuti di carta e cartone
03 03 08	Scarti della selezione di carta e cartone destinati ad essere riciclati
03 03 09	Fanghi di scarto contenenti carbonato di calcio
03 03 10	Scarti di fibre e fanghi contenenti fibre, riempitivi e prodotti di rivestimento generati dai processi di separazione meccanica
03 03 11	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti, diversi da quelli di cui alla voce 03 03 10
04 01 08	Cuoio conciato (scarti, cascami, ritagli, polveri di lucidatura) contenenti cromo
04 01 09	Rifiuti dalle operazioni di confezionamento e finitura
04 02 09	Rifiuti da materiali compositi (fibre impregnate, elastomeri, plastomeri)
04 02 21	Rifiuti da fibre tessili grezze
04 02 22	Rifiuti da fibre tessili lavorate
08 01 12	Pitture e vernici di scarto, diverse da quelle di cui alla voce 08 01 11
09 01 07	Carta e pellicole per fotografia, contenenti argento o composti dell'argento
09 01 08	Carta e pellicole per fotografia, non contenente argento o composti dell'argento
10 01 21	Fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti diversi da quelli di cui alla voce 10 01 20
10 11 20	Rifiuti solidi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti, diversi da quelli di cui alla voce 10 11 19
12 01 05	Limatura e trucioli di materiali plastici
15 01 01	Imballaggi in carta e cartone
15 01 02	Imballaggi in plastica
15 01 03	imballaggi in legno
15 01 05	Imballaggi in materiali compositi

15 01 06	Imballaggi in materiali misti
15 01 09	Imballaggi in materia tessile
15 02 03	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 15 02 02
16 01 03	Pneumatici fuori uso
16 01 19	Plastica
16 01 22	Componenti non specificati altrimenti
16 03 04	Rifiuti inorganici, diversi da quelli di cui alla voce 16 03 03
17 02 01	Legno
17 02 03	Plastica
17 06 04	Altri materiali isolanti diversi da quelli di cui alle voci 17 06 01 e 17 06 03
18 01 04	Rifiuti che non devono essere raccolti e smaltiti applicando precauzioni particolari per evitare infezioni (es. bende, ingessature, lenzuola, indumenti monouso, assorbenti igienici)
19 05 01	Parte di rifiuti urbani e simili non compostata
19 05 02	Parte di rifiuti animali e vegetali non compostata
19 05 03	Compost fuori specifica
19 08 01	Vaglio
19 08 05	Fanghi prodotti dal trattamento delle acque reflue urbane
19 10 04	Fluff-frazione leggera e polveri, diversi di quelli di cui alla voce 19 10 03
19 12 01	Carta e cartone
19 12 04	Plastica e gomma
19 12 07	Legno diverso da quello di cui alla voce 19 12 06
19 12 08	Prodotti tessili
19 12 10	Rifiuti combustibili
19 12 12	altri rifiuti (compresi materiali misti) prodotti dal trattamento meccanico dei rifiuti, diversi da quelli di cui alla voce 19 12 11

Nota: i rifiuti conferiti con codice 03 01 99 devono essere identificati con descrizione precisa

Parte II: ALTRI IMPIANTI IBRIDI

6.6 Determinazione dell'energia imputabile a fonti rinnovabili

1. Per gli impianti entrati in esercizio in assetto ibrido successivamente al 1° gennaio 2013, l'energia elettrica incentivata è pari alla differenza fra la produzione totale e la parte ascrivibile alle altre fonti di energia, tenuto conto dei poteri calorifici delle fonti non rinnovabili utilizzate nelle condizioni effettive di esercizio dell'impianto, qualora tale differenza sia superiore al 5% del totale secondo la seguente formula:

$$E_I = E_a - E_{nr}$$

Dove:

E_a = produzione annua netta;

E_{nr} = Energia non Rinnovabile netta prodotta dall'impianto.

6.7. Incentivi applicati agli altri impianti ibridi

Ai fini dell'applicazione dell'articolo 7, l'incentivo è pari a:

$$I = I_{\text{nuovo}} * D$$

Dove:

I_{nuovo} = incentivo calcolato secondo le modalità di cui all'allegato 1 per impianti nuovi di potenza pari a quella dell'impianto dopo il potenziamento;

D = coefficiente di gradazione pari a:

- **1** nel caso in cui di nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili operanti dalla prima data di entrata in esercizio in assetto non ibrido;
- **0,5** nel caso in cui l'impianto sia alimentato a fonti rinnovabili entro 12 mesi dalla prima data di entrata in esercizio dell'impianto.

Nel caso di impianti ad asta l'incentivo determinato come sopra per l'ultimo di scaglione di potenza è quello posto a base d'asta.

Allegato 3: Documentazione da inviare

IMPIANTI -A REGISTRO

1. DOCUMENTAZIONE PER L'ISCRIZIONE AL REGISTRO

La domanda di qualificazione riporta: *a)* soggetto produttore, *b)* ubicazione dell'impianto, *c)* fonte rinnovabile utilizzata, *d)* tecnologia utilizzata, *e)* potenza dell'impianto ovvero, per gli impianti idroelettrici, potenza nominale media annua di concessione *f)* data presunta di entrata in esercizio, *g)* produzione annua netta, *h)* quantificazione (e valutazione a forfait o misura) degli assorbimenti dei servizi ausiliari (indicare il caso specifico secondo quanto riportato nell'allegato 4), *i)* tipo di incentivazione richiesta.

Alla domanda sono allegati:

- a) una relazione tecnica contenente tutte le informazioni tecniche e documentali necessarie a valutare la tipologia di intervento;
- b) copia del progetto definitivo dell'impianto;
- c) copia del pertinente titolo autorizzativo; d) copia della soluzione di connessione alla rete elettrica accettata dal produttore;
- e) dichiarazione giurata con la quale il produttore attesta il rispetto delle condizioni di cumulabilità degli incentivi di cui all'articolo 26 del decreto legislativo n. 28 del 2011 e di cui al presente decreto.

2. DOCUMENTAZIONE DA TRASMETTERE ALL'ENTRATA IN ESERCIZIO, IN CASO DI ESITO POSITIVO

- a) la documentazione prevista per la qualifica preliminare, se non si è già fatta;
- b) certificato antimafia del soggetto responsabile;
- c) dichiarazione di libero accesso al GSE o ad organismo da questi delegato all'impianto per esecuzione di verifiche e/o controlli;
- c) Scheda Tecnica Finale d'Impianto
- d) Schema elettrico unifilare dell'impianto con indicazioni di:
 - contatori dell'energia prodotta e/o prelevata/immessa dalla rete elettrica di distribuzione;
 - punto di collegamento alla rete indicando in dettaglio gli organi di manovra e protezione presenti nonché gli eventuali punti di derivazione dei carichi;
 - presenza di gruppi elettrogeni, gruppi di continuità (UPS), sistemi di accumulo e di eventuali altre fonti di generazione;
- e) copia della comunicazione con la quale il gestore della rete ha notificato al soggetto responsabile il codice POD;
- f) copia dei verbali di attivazione dei contatori di misura dell'energia prodotta e di connessione alla rete elettrica;
- g) esclusivamente per impianti di potenza superiore a 20 kW, l'impegno a trasmettere, secondo modalità previste nelle regole tecniche emanate dal GSE, copia del Verbale di Verifica di Primo Impianto rilasciato dall'Agenzia delle Dogane oppure, se l'impianto immette tutta l'energia prodotta nella rete, copia della comunicazione fatta all'Agenzia delle Dogane sulle caratteristiche dell'impianto (circolare 17/D del 28 maggio 2007 dell'Agenzia delle Dogane: "disposizione applicative del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26"). Tale comunicazione può essere trasmessa anche nei tre mesi successivi alla data di entrata in esercizio.
- h) Esclusivamente per impianti di potenza superiore a 6 kW:
 - relazione generale, che descriva i criteri progettuali e le caratteristiche dell'impianto;

- almeno un disegno planimetrico atto ad identificare con chiarezza la disposizione dell'impianto, dei principali tracciati elettrici e delle principali apparecchiature;

i) per gli impianti alimentati da biomasse: la tipologia di biomassa da utilizzare, evidenziando, in particolare, se si tratti di biomassa prodotto, sottoprodotto o rifiuto, in coerenza con l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio o alla PAS; l'eventuale utilizzo di biomasse di filiera o da coltivazioni dedicate;

l) per i bioliquidi: oltre a quanto previsto alla lettera i), ogni ulteriore elemento utile ai fini del rispetto dei criteri di sostenibilità di cui al provvedimento di attuazione della direttiva 2009/30/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009;

m) per i rifiuti: la tipologia, in relazione al CER, e l'ambito di raccolta.

IMPIANTI SOTTOPOSTI ALLE PROCEDURE D'ASTA

3. DOCUMENTAZIONE DA TRASMETTERE DOPO LA COMUNICAZIONE DI ESITO POSITIVO DELL'ASTA

n) Cauzione da prestarsi sotto forma di fideiussione bancaria, nella misura di 300 euro per ogni kW di potenza dell'impianto, rilasciata da istituti bancari o assicurativi o da intermediari finanziari iscritti nell'elenco speciale di cui all'art. 107 del decreto legislativo 1° settembre 1993, n. 395, che svolgono in via esclusiva o prevalente attività di rilascio di garanzie. La cauzione è costituita a favore del GSE e restituita entro 1 mese dalla data di entrata in esercizio dell'impianto. La cauzione non è dovuta se il soggetto responsabile è tenuto a prestare analoga forma di garanzia in attuazione di leggi speciali o normative di settore.

La cauzione è costituita a titolo di penale in caso di mancato rispetto dei termini per l'entrata in esercizio dell'impianto medesimo. La cauzione così prestata deve essere incondizionata ed a prima richiesta e deve quindi espressamente contenere:

- a) la rinuncia del beneficiario alla preventiva escussione del debitore principale;
- b) la rinuncia alla possibilità del fideiussore di far valere il decorso del termine di sei mesi entro il quale, nell'ipotesi di scadenza dell'obbligazione principale, il creditore è tenuto a proporre le proprie istanze avverso il debitore, ai sensi dell'art. 1957 del codice civile;
- c) la sua operatività entro trenta giorni a semplice richiesta del soggetto attuatore.

Ulteriori indicazioni

Ogni impianto, in progetto oppure in esercizio, deve essere preliminarmente censito nel sistema di anagrafica unica degli impianti di Terna ed individuato dal codice univocamente definito dalla stessa Terna ai sensi delle delibere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 205/08.e ARG/elt 124/10.

I soggetti responsabili degli impianti comunicano al GSE, ogni variazione dei dati degli impianti stessi, ivi inclusi l'avvio dei lavori di nuova costruzione, potenziamento, riattivazione, rifacimento parziale o totale, e l'avvenuta entrata in esercizio.

DETERMINAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA ASSORBITA DAI SERVIZI AUSILIARI, DALLE PERDITE DI LINEA E DALLE PERDITE DI RETE NEI TRASFORMATORI PRINCIPALI PER IMPIANTI FINO A 1 MW

L'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale è definita come:

- quella impiegata, in usi diversi dalla illuminazione, esclusivamente per la generazione o per la trasformazione in altra energia elettrica, compresa quella utilizzata per forza motrice nelle centrali elettriche per servizi ausiliari strettamente connessi al compimento del ciclo di generazione o di trasformazione dell'energia elettrica, anche esterni al perimetro della centrale o forniti da soggetti diversi dal titolare della centrale, inclusi tutti i servizi ausiliari di trattamento del combustibile;
- quella impiegata, in usi diversi dalla illuminazione, dai servizi ausiliari di centrale durante i periodi di fermata dei gruppi di generazione, al netto dei periodi di manutenzione programmata, straordinaria o di trasformazione, riconversione e rifacimento dei gruppi stessi.

Per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza non superiore a 1 MW si utilizzano i valori percentuali riportati nella tabella 6, da applicare alla produzione lorda, come misurata ai sensi dell'articolo 21.

Il GSE nell'ambito delle regole applicative di cui all'articolo 23, comma 1 individua altresì le modalità operative finalizzate all'implementazione delle disposizioni di cui al presente Allegato 4 prevedendo, comunque che, per gli impianti dotati di un contatore dedicato dell'energia immessa in rete che prelevano l'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari attraverso un unico punto di connessione alla rete, non condiviso con altri impianti, non si procederà ad applicare i valori forfettari sopra indicati. In tale situazione la misura dell'energia immessa in rete, rilevata dal gestore di rete, rappresenterà direttamente l'energia elettrica netta.

Fonte rinnovabile	Tipologia	Assorbimento ausiliari e perdite di linea e trasformazione
Eolica	on-shore	1,0%
	off-shore	2,0%
Idraulica	ad acqua fluente e a bacino o a serbatoio	3,0%
	impianti in acquedotto	2,0%
Oceanica		
Geotermica		7,0%
Gas di scarica		5,0%
Gas residuati dai processi di depurazione		11,0%
Biogas	a) prodotti di origine biologica;	11,0%
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1 –A, e rifiuti diversi da quelli di cui alla lettera c)	11,0%
	c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è riconosciuta forfetariamente ai sensi dell'Allegato 2	11,0%
Biomasse	a) prodotti di origine biologica;	17,0%
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1 –A, e rifiuti diversi da quelli di cui alla lettera c)	17,0%
	c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è riconosciuta forfetariamente ai sensi dell'Allegato 2	19,0%
Bioliquidi sostenibili		8,0%

TABELLA 6

ALLEGATO 5

1. Il premio di cui all'articolo 8 comma 6, lettera c), è corrisposto nel caso in cui la media mensile dei parametri di emissione in atmosfera descritti nella seguente tabella e riferiti ad una percentuale di ossigeno libero nell'effluente gassoso pari all' 11%, risulti uguale o inferiore ai valori indicati.

Tabella VALORI DI EMISSIONE IN ATMOSFERA PER IMPIANTI DI COMBUSTIONE A BIOMASSE (art.25 comma 6)

Inquinante	Valori (mg/Nm ³)			
	PTN ≤ 6 MWt	6 < PTN ≤ 20MWt	20 < PTN ≤ 50 MWt	PTN > 50 MWt
NO_x (espressi come NO₂)	200	180	180	100
NH ₃ ⁽¹⁾	5	5	5	5
CO	350	150	100	50
SO₂	200	200	100	25
COT	-	20	10	5
Polveri	30	20	10	5

PTN = Potenza Termica Nominale

- (1) Nel caso di utilizzo di una tecnica di abbattimento ad urea o ammoniaca (SCR, SNCR), negli impianti ove è previsto il controllo in continuo degli ossidi di azoto, dovrà essere installato lo specifico analizzatore di NH₃.
2. Con Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di concerto con il Ministro Sviluppo Economico, da emanarsi con frequenza biennale, i valori indicati nella tabella possono essere ulteriormente ridotti.
3. Al fine della concessione del premio l'evidenza che deve esser resa è quella del rispetto dei valori della tabella, riferita al valor medio mensile, calcolato sui giorni di effettivo funzionamento dell'impianto durante il mese solare, di ciascun parametro indicato nella relativa tabella attraverso i valori misurati e rilevati dal sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) conforme a quanto previsto dalla normativa vigente, che l'impianto deve avere installato, nonché all'insieme delle prescrizioni dell' autorità competente al rilascio delle autorizzazioni all'esercizio dell'impianto stesso.
4. Limitatamente agli impianti di potenza termica nominale ≤ 20 MWt in alternativa al sistema SME di cui al comma precedente, il rispetto dei valori di cui alla tabella può essere controllato e verificato attraverso i dati forniti da un Sistema di Analisi Emissioni (SAE) che automaticamente sia in grado di rilevare e registrare le concentrazioni in emissione degli inquinanti da monitorare e dei principali parametri di processo (tenore di ossigeno libero, tenore di vapore acqueo, temperatura, stato impianto, portata). Ai fini di una corretta interpretazione dei dati, alle misure di emissione effettuate con metodi continui automatici devono essere associate i valori dei parametri di processo misurati o calcolati.
5. Con proprio provvedimento il Ministro dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare disciplina le modalità con le quali le competenti Agenzie regionali e provinciali per la protezione dell'ambiente verificano e comunicano al GSE il rispetto delle condizioni per l'accesso al premio di cui al presente allegato.