

Allo stesso modo, fondamentale è stata la collaborazione del Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF). Sulle spese fiscali, si ringrazia, in particolare, la Capo Dipartimento delle Finanze prof.a Fabrizia Lapecorella, il gruppo coordinato dalla dr.a Maria Teresa Monteduro, Direttore studi e ricerche economico fiscali, dr. Paolo Puglisi, Direttore legislazione tributaria e federalismo fiscale, dr. Leonardo Di Stefano e il gruppo di lavoro dr.a Silvia Carta e dr. Antonio Giangrossi. Sull'ecorendiconto hanno contribuito il dr. Federico Falcitelli, dirigente dell'Ufficio II dell'Ispettorato Generale del Bilancio, e la dr.a Serena Lamartina, dirigente dell'Ufficio XII e il dr. Daniele Fagiani tutti dell'Ispettorato Generale del Bilancio della Ragioneria Generale dello Stato.

Ringraziamo per le osservazioni, i suggerimenti e le critiche, i colleghi del MiSE: dr. Sebastiano Del Monte, dr. Giovanni Perrella, dr. Wolfgang D'Innocenzo e dr. Luciano Lavecchia.

Le consultazioni si sono avvalse dei contributi e dei suggerimenti di diversi esperti. In particolare, ringraziamo:

- Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA) per la collaborazione e le informazioni fornite sui settori agricoltura, energia e trasporti. Si ringraziano, in particolare, dr. Nicola Colonna e dr. Roberto Del Ciello, del Dipartimento Sostenibilità dei Sistemi Produttivi e Territoriali (SSPT) diretto dal dr. Roberto Morabito, dr.a Maria Lelli del Dipartimento Tecnologie Energetiche (DTE) diretto dall'ing. Giampiero Celata, dr. Alessandro Federici del Dipartimento Unità per l'Efficienza Energetica (DUEE) diretto dall'ing. Roberto Moneta;
- Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA) per le osservazioni sulle tariffe idriche, gas, elettriche e dei rifiuti. Si ringraziano, in particolare, la dr.a Cecilia Gatti, Direttore della Direzione Relazioni Esterne, Istituzionali e Divulgazione, la dr.a Clara Poletti, Direttore della Divisione Energia, il dr. Andrea Oglietti, Direttore della Direzione Infrastrutture Energia e Unbundling, il dr. Emanuele Regalini, il dr. Lorenzo Bardelli, Direttore della Direzione Sistemi Idrici, il dr. Roberto Malaman, Direttore della Direzione Advocacy Consumatori e Utenti e della Direzione Ambiente, la dr.a Marcella Pavan, Direttore della Direzione Ciclo dei Rifiuti Urbani Assimilati;
- SACE, si ringrazia la dr.a Stefania Perrone e il Gruppo Ambiente, e la dr.a Irene Gambelli e il Dipartimento Relazioni Internazionali per le osservazioni in ambito di crediti all'esportazione;
- Ing. Francesco Sicilia, Direttore Generale dell'Unione Nazionale Imprese Recupero e Riciclo Maceri (Unirima), per i contributi sul tema della tariffazione dei rifiuti;
- Prof. Antonio Massarutto, Dipartimento di scienze economiche e statistiche, Università di Udine, per gli elementi conoscitivi forniti sui temi degli strumenti economici e tariffari nel settore idrico;

- Automobile Club d'Italia (ACI) per l'importante collaborazione tecnica avviata. Si ringraziano, in particolare, il dr. Vincenzo Pensa, Direttore della Direzione Sistemi Informativi e Innovazione, dr. Salvatore Moretto, Direttore del Servizio Gestione Tasse automobilistiche, l'Ing. Enrico Pagliari, coordinatore dell'Area Professionale Tecnica, il dr. Vincenzo Leanza, Responsabile della Direzione per l'Educazione Stradale, la Mobilità e il Turismo, il dr. Marco Cilione, la dr.a Lucia Pennisi, la dr.a Antida Aversa.

Infine, abbiamo ricevuto contributi importanti in seno allo stesso Ministero dell'Ambiente. In particolare, ringraziamo:

- Direzione Clima ed Energia: Direttore Generale dr. Renato Grimaldi, dr. Mauro Patatini, dr.a Carmen Glorioso;
- Direzione Protezione Natura e Mare: Direttore Generale dr.a Maria Carmela Giarratano, dr.a Eleonora Bianchi, dr.a Patrizia Esposito, dr.a Graziana Dizono;
- Direzione Rifiuti e Inquinamento: Direttore Generale dr. Mariano Grillo, dr. Sergio Cristofanelli, dr.a Giustina Campo.

Il Catalogo costituisce uno strumento conoscitivo al servizio di Parlamento, Governo e comunità scientifica; esso tenta di riportare tutte le informazioni rese disponibili e le possibili e legittime diverse valutazioni di esperti e amministrazioni. Le valutazioni finali espresse nel Catalogo restano di responsabilità della Direzione Generale che ne ha curato la redazione conclusiva.

*Si ringraziano per gli apprezzamenti, suggerimenti e critiche pervenuti all'indomani della pubblicazione della prima edizione<sup>213</sup> e tenuti in conto nella redazione della seconda edizione, numerosi esperti: dr. Vieri Ceriani (Banca d'Italia – MEF), dr. Claudio Cesaretti e ing. Paolo Degli Espinosa (Fondazione Sviluppo Sostenibile), prof. Edoardo Croci (Università Bocconi – Osservatorio Green Economy), prof. Adriano Di Pietro (Università di Bologna), prof. Enrico Giovannini (Università di Roma Tor Vergata), dr. Michele Governatori (Presidente European Energy Retailers), prof.a Maria Grazia Pazienza (Università di Firenze), prof. Marco Ponti (Politecnico di Milano), dr. Davide Tabarelli (Nomisma Energia), dr. Giuseppe Tommasetti (Fire), dr.a Angelica Tudini (Istat), Edoardo Zanchini (Vice-Presidente Legambiente), prof. Andrea Zatti (Università di Pavia). Non tutti i suggerimenti e le critiche sono stati recepiti, ma sono stati tenuti sempre presenti e lo saranno anche per le prossime edizioni.*

---

<sup>213</sup> In particolare, numerosi suggerimenti sono pervenuti durante l'8° Seminario di Economia Ambientale e Sviluppo Sostenibile (SEASS) tenutosi il 3 marzo 2017 presso il MATTM.

## Appendice A – I sussidi alle fonti di energia rinnovabili elettriche

La seguente Appendice è strutturata come segue:

- 1) introduzione alle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica;
- 2) approfondimento CIP 6/92;
- 3) analisi del Conto Energia per il fotovoltaico;
- 4) analisi dei meccanismi di incentivazione alle fonti rinnovabili per la produzione di elettricità diverse dal fotovoltaico;
- 5) analisi dei meccanismi di incentivazione alle fonti rinnovabili termiche e dell'efficienza energetica.

L'approvazione del Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28, in recepimento della Direttiva comunitaria 2009/28/CE del Parlamento e del Consiglio Europeo, ha stabilito che per “**Energia da Fonti Rinnovabili**” (**FER**) debbano intendersi le seguenti: “*eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas*”. L'Italia ha previsto diversi meccanismi incentivanti per la produzione di energia elettrica da FER che saranno analizzati di seguito.

Per quanto riguarda l'**Efficienza Energetica (EE)**, la Direttiva Europea 2012/27/UE recepita dal D.Lgs. 16 luglio 2014, n. 112 sancisce il ruolo fondamentale dell'EE come strumento strategico nell'attuale scenario europeo.

Entrambi i provvedimenti normativi, sia per le FER che per l'EE, hanno la finalità di affrontare sfide quali:

- 1) ridurre le emissioni globali;
- 2) garantire la sostenibilità delle fonti energetiche primarie;
- 3) contrastare i Cambiamenti Climatici;
- 4) rilanciare la crescita economica;
- 5) creare nuovi posti di lavoro;
- 6) aumentare la competitività delle imprese.

Obiettivi che sono in linea sia con le Raccomandazioni che la comunità internazionale muove all'Italia per quanto riguarda la crescita economica sia con il rispetto dei vincoli climatici sottoscritti e previsti all'interno dell'Accordo di Parigi e cioè di non superare l'aumento della temperatura di 2 °C (e possibilmente 1,5 °C) entro il 2030.

**CIP 6/92**

L'*excursus* della normativa riguardante le FER e il risparmio energetico parte sostanzialmente dal 1974. Dopo la guerra del Kippùr<sup>214</sup> tutti i Paesi occidentali si scoprirono improvvisamente vulnerabili a causa della propria dipendenza dal petrolio.

Anche l'Italia reagì promulgando normative per far fronte a tale dipendenza. Era il maggio del 1982 quando il governo Spadolini emanò la Legge n. 308 *“Norme sul contenimento dei consumi energetici, lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e l'esercizio di centrali elettriche alimentate con combustibili diversi dagli idrocarburi”* che introdusse alcune agevolazioni per favorire gli interventi di risparmio energetico e di produzione di energia da FER.

Una vera e propria svolta è costituita dall'emanazione della Legge n. 9 del 9 gennaio 1991 (che all'art. 29 conteneva norme concernenti le *“Agevolazioni fiscali per il contenimento dei consumi energetici”*) e soprattutto della Legge n. 10 dello stesso 9 gennaio 1991 *“Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia”*.

Lo scopo era di contenere i consumi energetici e di promuovere nuove fonti di approvvigionamento nel settore energetico. In particolare, la Legge n. 10/91, in linea con la politica energetica della Comunità Economica Europea, aveva l'obiettivo di tendere verso *“l'uso razionale dell'energia, il contenimento dei consumi di energia nella produzione e nell'utilizzo di manufatti, l'utilizzazione delle fonti rinnovabili di energia, la riduzione dei consumi specifici di energia nei processi produttivi, una più rapida sostituzione degli impianti in particolare nei settori a più elevata intensità energetica”*<sup>215</sup>. L'articolo 8 *“Contributi in conto capitale”*<sup>216</sup> a sostegno dell'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia nell'edilizia” prevedeva *“contributi in conto capitale nella misura minima del 20% e nella misura massima del 40% della spesa di investimento”* per interventi volti a ridurre il consumo specifico di energia, il miglioramento dell'efficienza energetica e l'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia. L'articolo 10 *“Contributi per il contenimento dei consumi energetici nei settori industriale, artigianale e terziario”* concedeva nei rispettivi settori contributi in conto capitale fino al 30% della spesa ammissibile preventivata (realizzazione o modificazione di impianti fissi, sistemi o componenti, nonché mezzi per il trasporto fluviale di merci)<sup>217</sup> e l'articolo 13 *“Incentivi alla produzione di energia da fonti rinnovabili di energia nel settore agricolo”* ammetteva *“contributi in conto capitale per la realizzazione di impianti con potenza fino a dieci*

<sup>214</sup> Anche conosciuta come guerra del Ramadan, scoppia il 6 ottobre del 1973 nel giorno dello Yom Kippùr, una delle principali festività ebraiche, tra Arabi (coalizione composta da Egitto e Siria) e Israeliani.

<sup>215</sup> Art. 1 comma 1 della Legge 9 gennaio 1991, n. 10 *“Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia”*. (GU n.13 del 16-1-1991 - Suppl. Ordinario n. 6).

<sup>216</sup> I contributi in conto capitale riducono la quota di capitale che bisogna reperire fra mezzi propri e finanziamenti bancari, coprendo una quota dell'investimento che può andare dal 20-30% al 70-80% erogata in genere in una o due rate dall'avvio del progetto.

<sup>217</sup> Articolo 10 comma 2 della Legge 9 gennaio 1991, n.10 *“Possono essere ammessi a contributo interventi riguardanti impianti con potenza fino a dieci megawatt termici o fino a tre megawatt elettrici relativi ai servizi generali e/o al ciclo produttivo che conseguano risparmio di energia attraverso l'utilizzo di fonti rinnovabili di energia e/o un migliore rendimento di macchine e apparecchiature e/o la sostituzione di idrocarburi con altri combustibili”*.

*megawatt elettrici (10 MW) per la produzione o il recupero di energia termica, elettrica e meccanica da fonti rinnovabili di energia, nella misura massima del 55 per cento della spesa ammessa, elevabile al 65 per cento per le cooperative”.*

Tali articoli rappresentarono i primi veri meccanismi incentivanti che l'allora governo Andreotti introdusse a sostegno delle FER e del risparmio energetico. La stessa legge prevedeva, all'art. 1, co. 3<sup>218</sup> l'equiparazione delle fonti rinnovabili alle fonti “**assimilate**”<sup>219</sup> per la produzione di energia con utilizzo dei reflui<sup>220</sup>, che di fatto sono considerate risorse energetiche di origine fossile<sup>221</sup>. Il 29 aprile del 1992 il Comitato Interministeriale Prezzi (CIP) emanò, a seguito della Legge 09/91<sup>222</sup>, un provvedimento (denominato CIP 6/92) che stabilì i prezzi incentivanti per l'energia elettrica prodotta con impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate<sup>223</sup>. Il CIP 6/92 promuoveva lo sfruttamento delle FER o assimilate da parte d'impianti entrati in funzione dopo il 30 gennaio 1991 e garantiva l'acquisto dell'energia da parte di ENEL a prezzi incentivati<sup>224</sup>.

In buona sostanza la Legge n. 9/91 garantiva agli investitori privati la possibilità di realizzare impianti di generazione di energia elettrica destinando la produzione al sistema elettrico nazionale che, attraverso l'ENEL prima e il Gestore del Sistema Elettrico poi, si impegnava ad acquistarla ad un prezzo amministrato, per una data prefissata. Al fine di assicurare che i nuovi investimenti fossero realizzati a

---

<sup>218</sup> L'articolo 1, al comma 3, della Legge n. 10 del 9 gennaio del 1991 (TITOLO I) recita: “*Ai fini della presente legge sono considerate fonti rinnovabili di energia o assimilate: il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali. Sono considerate altresì fonti di energia assimilate alle fonti rinnovabili di energia: la cogenerazione, intesa come produzione combinata di energia elettrica o meccanica e di calore, il calore recuperabile nei fumi di scarico e da impianti termici, da impianti elettrici e da processi industriali, nonché le altre forme di energia recuperabile in processi, in impianti e in prodotti ivi compresi i risparmi di energia conseguibili nella climatizzazione e nell'illuminazione degli edifici con interventi sull'involucro edilizio e sugli impianti.*”

<sup>219</sup> Articolo 1, comma 3 della Legge n. 10 del 9 gennaio 1991: “*Ai fini della presente legge sono considerate fonti rinnovabili di energia o assimilate: il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali. Sono considerate altresì fonti di energia assimilate alle fonti rinnovabili di energia: la cogenerazione, intesa come produzione combinata di energia elettrica o meccanica e di calore, il calore recuperabile nei fumi di scarico e da impianti termici, da impianti elettrici e da processi industriali, nonché le altre forme di energia recuperabile in processi, in impianti e in prodotti ivi compresi i risparmi di energia conseguibili nella climatizzazione e nell'illuminazione degli edifici con interventi sull'involucro edilizio e sugli impianti.*”

<sup>220</sup> Fonti termiche con utilizzo dei reflui caratterizzate da potenze e costi unitari superiori di diversi ordini di grandezza alle rinnovabili “in senso stretto” disponibili all'epoca. Ciò ha determinato un esaurimento repentino della capienza economica degli incentivi in conto capitale ritardando, secondo alcuni analisti, la produzione di vera energia rinnovabile.

<sup>221</sup> Le fonti assimilate sono definite come fonti fossili. Fonte: ENEA, <http://www.enea.it/it/per-la-stampa/le-parole-dellenergia/glossario/parole/fonti-energetiche-assimilate>

<sup>222</sup> Ai sensi degli articoli 20 “*Norme per gli auto-produttori da fonti energetiche convenzionali?*” e 21 “*Società commerciali e imprese elettriche degli enti locali?*” della Legge 9 gennaio 1991, n. 9.

<sup>223</sup> “*Si considerano tre classi di impianti: a) alimentati da fonti rinnovabili: il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali; b) alimentati da fonti assimilate a quelle rinnovabili: quelli di cogenerazione, intesa come produzione combinata di energia elettrica e di calore; quelli che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico ed altre forme di energia recuperabile in processi e in impianti; nonché quelli che utilizzano gli scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati; c) alimentati da fonti convenzionali: quelli per la sola produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili fossili commerciali ed altri impianti non rientranti nelle lettere precedenti.*”

Gazzetta Ufficiale n. 109 del 12 maggio 1992 COMITATO INTERMINISTERIALE DEI PREZZI - DELIBERAZIONE 29 aprile 1992 “*Prezzi dell'energia elettrica relativi a cessione, vettoriamento e produzione per conto dell'Enel, parametri relativi allo scambio e condizioni tecniche generali per l'assimilabilità a fonte rinnovabile?*” – (Provvedimento n. 6/1992).

<sup>224</sup> “*Obiettivo principale era quello di fronteggiare il rischio di un deficit strutturale di potenza, che in quegli anni era percepito come molto concreto, anche a causa dell'abbandono del nucleare. In quest'ottica, si spiega l'apertura del meccanismo alle fonti fossili e la definizione di un sistema di incentivi più adatto ad impianti di produzione alimentati a gas che a impianti alimentati da fonti rinnovabili?*”. Fonte: “*L'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate attraverso il Provvedimento CIP n. 6/92. Un'analisi economica.*” C. Poletti, F. Pontoni e A. Sileo, Research Report n. 4, dicembre 2009. IEFÉ (Centre for Research on Energy and Environmental Economics and Policy) dell'Università Bocconi di Milano.

costi uguali o inferiori a quelli che avrebbe, in alternativa, sostenuto l'allora monopolista ENEL si pensò ad un meccanismo basato, in linea di principio, su tre criteri:

- 1) il riconoscimento di un prezzo di vendita dell'energia elettrica pari al costo medio che la stessa ENEL avrebbe dovuto sostenere per realizzare la nuova capacità produttiva. Quindi un prezzo di cessione<sup>225</sup> dell'energia elettrica prodotta da FER stabilito da una componente costo evitato di sistema (costo dell'impianto, di esercizio, di manutenzione e acquisto combustibile<sup>226</sup>) e da una componente di incentivazione (basata sulla stima dei costi aggiuntivi per ogni singola tecnologia);
- 2) la previsione di standard di efficienza energetica minimi ai fini dell'ammissione al meccanismo degli impianti alimentati da fonti fossili;
- 3) il trasferimento sull'acquirente (ENEL prima e le società pubbliche a ciò deputate poi) di tutti i rischi di mercato, ad esclusione di quelli connessi con ritardi nella realizzazione e messa in esercizio della capacità produttiva.

A seguito dell'approvazione del D. Lgs. n. 79 del 16 marzo del 1999 (c.d. Decreto Bersani, "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica"), il GSE dal 2001 ritira l'energia immessa in rete da impianti alimentati da fonti di energia rinnovabili o assimilate<sup>227</sup>.

In relazione al tipo di convenzione, che regola la cessione dell'energia al GSE e la corrispondente tariffa riconosciuta, il cui valore è periodicamente aggiornato, si individuano diversi impianti incentivati<sup>228</sup>. Attualmente non è più possibile accedere al meccanismo CIP 6/92. Esso continua, tuttavia, ad avere effetti nei confronti di quegli impianti che hanno sottoscritto l'apposita convenzione durante la vigenza del provvedimento.

La valutazione del costo della manovra prevista dalla Legge n. 9/91, e attuata con il provvedimento CIP 6/92, non può prescindere dall'effettivo impatto che tale meccanismo ha avuto sul sistema elettrico italiano in termini di aumento della capacità di generazione. Più dei due terzi della nuova capacità installata in Italia, nel periodo 1992-2000, è stata realizzata con il provvedimento CIP 6/92. In tale arco temporale, infatti, in valore assoluto, la capacità di generazione in Italia è cresciuta di circa 14.000

---

<sup>225</sup> Dipendeva maggiormente da parametri fissati amministrativamente pertanto particolarmente vulnerabili ad errori da parte dell'Autorità pubblica.

<sup>226</sup> Si parla più specificatamente di Costo Evitato di Impianto, costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali connesse (CEI) e di Costo Evitato di Combustibile (CEC).

<sup>227</sup> Nella categoria delle fonti definite assimilate (legge 9/1991) ricadono la cogenerazione, il calore recuperabile dai fumi di scarico e da impianti termici, elettrici o da processi industriali, da impianti che usano gli scarti di lavorazione o di processi e che utilizzano fonti fossili prodotte solo da giacimenti minori isolati.

<sup>228</sup> a) impianti titolari di convenzione di cessione c.d. "destinata" ai quali è riconosciuta la tariffa CIP 6/92 ovvero la tariffa prevista dalla Deliberazione ARERA n. 81/99 per gli impianti utilizzanti fonti rinnovabili o assimilate delle imprese produttrici/distributrici soggetti al titolo IV lettera B del provvedimento CIP 6/92; b) impianti titolari di convenzione di cessione delle eccedenze di energia elettrica ai quali è riconosciuta la tariffa prevista dalla Deliberazione ARERA n. 108/97; c) impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 3 MW titolari di convenzione di cessione delle eccedenze di energia elettrica ai quali è riconosciuta la tariffa prevista dalla Deliberazione ARERA n. 62/02 – ex 82/99 (provvedimento in vigore fino al 2004).

MW<sup>229</sup>, passando da 64.000 a 78.000 MW, nello stesso periodo sono entrati in esercizio 10.000 MW sostenuti dagli incentivi previsti dal CIP 6/92. Per le Fonti di Energia Rinnovabili “in senso stretto”, invece, si può dire che il provvedimento non ha avuto un grande impatto, ad eccezione dell'idroelettrico che ha incrementato la capacità installata di 1.000 MW<sup>230</sup>. Per le altre fonti rinnovabili la capacità incrementale è stata di soli 700 MW, di cui 390 impianti geotermici realizzata da ENEL<sup>231</sup>.

Riassumendo, il periodo di accesso per usufruire dell'incentivo CIP 6/92 era previsto dal 1992 al 2001, la durata dell'incentivo era di 8-15 anni, non c'erano limiti all'incentivo in relazione alla potenza dell'impianto. Secondo i dati del Rapporto delle Attività 2017<sup>232</sup>, pubblicati dal GSE, il costo d'incentivazione è progressivamente diminuito per effetto della scadenza delle convenzioni che ad oggi risultano attive per un numero complessivo pari a 20, di cui 19 per le fonti rinnovabili e 1 per le fonti assimilate come riportato in **Tabella A.1**.

**Tabella A.1 – Numero convenzioni CIP 6/92 nel periodo 2008-2017**

ANNO	'08	'09	'10	'11	'12	'13	'14	'15	'16	'17
<b>TIPOLOGIA DI IMPIANTO (N°)</b>										
<b>Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia</b>	11	10	10	6	6	3	1	1	1	1
<b>Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi</b>	26	22	20	10	5	3	1	1	1	0
<b>TOTALE FONTI ASSIMILATE</b>	<b>37</b>	<b>32</b>	<b>30</b>	<b>16</b>	<b>11</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>1</b>
<b>Impianti idroelettrici</b>	39	19	5	1	1	0	0	0	0	0
<b>Impianti geotermici</b>	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Impianti eolici</b>	56	46	38	31	31	15	13	10	2	2
<b>Impianti solari</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Biomasse, biogas e rifiuti</b>	192	164	116	87	87	56	52	32	27	17
<b>TOTALE FONTI RINNOVABILI</b>	<b>291</b>	<b>233</b>	<b>159</b>	<b>119</b>	<b>87</b>	<b>71</b>	<b>71</b>	<b>42</b>	<b>29</b>	<b>19</b>
<b>TOTALE</b>	<b>328</b>	<b>265</b>	<b>189</b>	<b>135</b>	<b>98</b>	<b>77</b>	<b>77</b>	<b>44</b>	<b>31</b>	<b>20</b>

Fonte: Rapporto della Attività 2017 – Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

<sup>229</sup> Fonte: Dati Storici, Terna.

<http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=5enqkWuv8zc%3d&tabid=653>

<sup>230</sup> Fonte: Dati Storici, Terna.

<http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=5enqkWuv8zc%3d&tabid=653>

<sup>231</sup> “L'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate attraverso il Provvedimento CIP n. 6/92. Un'analisi economica.” C. Poletti, F. Pontoni e A. Sileo, Research Report n. 4, dicembre 2009. IEFÉ (Centre for Research on Energy and Environmental Economics and Policy) dell'Università Bocconi di Milano.

<sup>232</sup> [www.gse.it/documenti\\_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20delle%20attivita%20C3%A0/GSE\\_RA2017.pdf](http://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20delle%20attivita%20C3%A0/GSE_RA2017.pdf)

Per il costo di incentivazione, riportiamo la **Tabella A.2** che ne mostra l'evoluzione nel periodo di tempo considerato, 2008-2017. Dal 2008 in cui il costo d'incentivazione per la parte spettante alle fonti assimilate pesava per il 72,6% sul totale, al 2017 tale percentuale si è ridotta registrando un valore pari al 58,5%. Per la parte che si riferisce alle fonti rinnovabili, invece, il trend è stato crescente. Come si può osservare dalla **Tabella A.2**, infatti, il peso percentuale delle FER sul totale del costo d'incentivazione, è passato dal 27,4% del 2008 al 41,5% del 2017. Nonostante i progressi fatti e le convenzioni in scadenza il peso economico per le fonti assimilate è maggiore rispetto al costo d'incentivazione per le fonti rinnovabili. In totale, nel 2017, il CIP 6/92 ha un costo di 762 milioni di €, di cui 446 per le fonti assimilate (SAD) e i restanti 316 per le FER (SAF).

**Tabella A.2 – Costo di incentivazione CIP 6/92 (per tipologia di impianto) nel periodo 2008-2017**

ANNO	'08	'09	'10	'11	'12	'13	'14	'15	'16	'17
TIPOLOGIA DI IMPIANTO (MLN €)										
<b>Impianti alimentati a combustibili di processo o residui o recuperi di energia</b>	2.125,8	1.412,6	1.501,0	1.599,1	1.527,3	1.089,9	646,6	426,2	371,7	355,8
<b>Impianti alimentati a combustibili fossili o idrocarburi</b>	1.841,5	1.459,1	1.370,3	707,4	701,2	405,0	262,6	236,7	210,8	90,1
<b>TOTALE FONTI ASSIMILATE</b>	<b>3.967,2</b>	<b>2.871,7</b>	<b>2.871,4</b>	<b>2.306,5</b>	<b>2.228,5</b>	<b>1.494,9</b>	<b>909,3</b>	<b>662,9</b>	<b>582,5</b>	<b>445,9</b>
<b>Impianti idroelettrici</b>	115,6	63,7	26,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Impianti geotermici</b>	130,3	117,9	43,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Impianti eolici</b>	176,8	111,4	78,3	47,7	38,1	22,4	19,5	15,4	11,0	3,8
<b>Impianti solari</b>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Biomasse, biogas e rifiuti</b>	1.072,1	962,7	944,8	832,4	708,7	581,0	451,8	384,9	339,1	312,6
<b>TOTALE FONTI RINNOVABILI</b>	<b>1.494,7</b>	<b>1.255,7</b>	<b>1.092,6</b>	<b>881,0</b>	<b>746,9</b>	<b>603,5</b>	<b>471,3</b>	<b>400,2</b>	<b>350,1</b>	<b>316,4</b>
<b>TOTALE</b>	<b>5.462,0</b>	<b>4.127,4</b>	<b>3.963,9</b>	<b>3.187,4</b>	<b>2.975,4</b>	<b>2.098,4</b>	<b>1.380,6</b>	<b>1.063,2</b>	<b>932,5</b>	<b>762,3</b>

Fonte: Rapporto della Attività 2017 – Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

La valorizzazione dell'incentivo ricade in parte nella tariffa dell'energia elettrica poiché la copertura di tali costi è garantita in parte con la vendita di energia ad un prezzo amministrato<sup>233</sup> e per la parte residua attraverso gli oneri generali di sistema, in particolare la voce A3 della bolletta elettrica nazionale che sarà approfondita in seguito.

### Il Conto Energia e i sussidi alla Fonte Solare Fotovoltaica

Per gli impianti che generano elettricità attraverso la conversione dell'energia solare (impianti solari fotovoltaici e impianti solari termodinamici) è stato previsto un sistema d'incentivazione specifico denominato **Conto Energia (CE)**. Tale meccanismo, previsto dal D. Lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003, di recepimento della Direttiva comunitaria per le fonti rinnovabili (Direttiva 2001/77/CE), è diventato operativo in seguito all'entrata in vigore dei Decreti interministeriali del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006 (primo CE).

Con l'emanazione del D.M. 19 febbraio 2007 è entrato in vigore il secondo CE, attraverso il quale si è provveduto a semplificare le regole di accesso alle tariffe incentivanti. Successivamente, il D.M. 6 agosto 2010 ha dato avvio al III CE che ha introdotto specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e impianti fotovoltaici a concentrazione. La Legge n.129 del 13 agosto 2010 n. 129 (cosiddetta «legge salva Alcoa») ha confermato le tariffe dell'anno 2010 del II CE a tutti gli impianti che avessero certificato la conclusione dei lavori entro il 31 dicembre 2010 e l'entrata in esercizio entro il 30 giugno 2011. Il D.M. 5 maggio 2011 (IV CE) ha allineato il livello delle tariffe all'evoluzione dei costi della tecnologia fotovoltaica. È stato, infine, pubblicato il D.M. 5 luglio 2012 (V CE).

Il V CE ha confermato in parte le regole previste dal IV CE e ha introdotto un incentivo composto di due aliquote (su due quote diverse dell'energia prodotta):

- per la quota di energia prodotta autoconsumata, è stata prevista una tariffa premio;
- per la quota di produzione netta immessa in rete:
  - i. per gli impianti di potenza nominale fino a 1 MW è stata prevista una Tariffa Onnicomprensiva, determinata sulla base della potenza e della tipologia di impianto;
  - ii. per gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW è stato previsto il riconoscimento della differenza fra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario.

Dall'anno 2005 e fino al 6 luglio 2013 (data di raggiungimento del limite di spesa fissato per un importo

---

<sup>233</sup> Va considerata, a copertura dell'onere relativo al provvedimento CIP 6, la vendita dei Certificati Verdi (meccanismo incentivante che sarà approfondito in seguito), che hanno prodotto un ricavo totale pari a 362 milioni di euro tra il 2003 e il 2006. Anno in cui la quota di ricavo derivante dalla vendita di Certificati Verdi (CV) nella titolarità del GSE si è ridotta significativamente per effetto dell'entrata in servizio di nuovi impianti qualificati IAFR (Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili) e del conseguente incremento dell'offerta di CV da parte degli operatori privati. Ai fini della determinazione dell'esigenza del gettito A3 per singola tipologia di fonte, i ricavi derivanti dalla vendita dei Certificati sono ripartiti tra fonti assimilate e fonti rinnovabili proporzionalmente all'energia ritirata dal GSE.

pari a 6,7 miliardi di euro come previsto all'articolo 1 del D.M. 5 luglio 2012 o V Conto Energia<sup>234</sup>), il GSE ha ammesso 549.114 impianti fotovoltaici attraverso il meccanismo d'incentivazione c.d. Conto Energia (*Feed in Premium* o *Feed in Tariff* per una parte dell'incentivo riconosciuto nel V CE) per una potenza pari a 17,502 GWp. La *Feed in Premium* (FIP) è un premio corrisposto ai produttori di energia per ogni MWh generato che si somma al prezzo dell'energia che si forma sul mercato. Il premio può essere fisso (*fixed FIP* o T.O. Tariffa Onnicomprensiva) o variare in funzione del prezzo che si forma sul mercato in maniera tale da garantire un determinato premio totale (*sliding FIP*)<sup>235</sup>. Si riportano in **Tabella A.3** le norme di riferimento, il numero d'impianti, la potenza incentivata e il costo economico dei diversi CE che si sono susseguiti dal 2005 al 2013.

---

<sup>234</sup>[http://www.gse.it/it/Conto%20Energia/GSE\\_Documenti/Fotovoltaico/QuintoConto/HomePage/DECRETO\\_5\\_LUGLIO\\_2012\\_QUINTO\\_CONTO\\_ENERGIA.PDF](http://www.gse.it/it/Conto%20Energia/GSE_Documenti/Fotovoltaico/QuintoConto/HomePage/DECRETO_5_LUGLIO_2012_QUINTO_CONTO_ENERGIA.PDF)

<sup>235</sup> La tendenza che si prevede prevarrà nei prossimi anni è un progressivo passaggio verso forme di sostegno, come le FIP sliding, con diversi livelli di remunerazione, nuovi oneri d'incentivazione e sistemi decrescenti e con una maggiore responsabilizzazione dei produttori da FER. La finalità è di rendere maggiormente efficaci i sistemi incentivanti riducendo le risorse economiche stanziare.

Tabella A.3 - SUSSIDI DIRETTI AL FOTOVOLTAICO

Solare FV Durata dell'incentivo	1° Conto Energia (20 anni)	2° Conto Energia (20 anni)	3° Conto Energia (20 anni)	4° Conto Energia (20 anni)	5° Conto Energia (20 anni)	TOTALE
Normativa	D.M. 28/07/2005 modificato dal D.M. 06/02/2006	D.M. 19/02/2007	D.M. 06/08/2010	D.M. 05/05/2011	D.M. 05/07/2012	
Copertura Economica	Altri proventi e oneri (Componente A3 in bolletta elettrica)					
Numero Impianti (N°)	5.463	203.300	38.700	204.039	97.612	549.114
Potenza incentivata (MW)	151	6.755	1.542	7.673	1.381	17.502
<b>Risorse Economiche (mln/€)</b>	<b>85.000</b>	<b>3.127.000</b>	<b>617.000</b>	<b>2.359.000</b>	<b>215.000</b>	<b>6.404.000<sup>236</sup></b>

Fonte: Rapporto delle Attività 2017 - GSE

<sup>236</sup> Per effetto del Decreto Legge n. 91 del 24 giugno 2014, convertito con modificazioni dalla Legge n. 116 dell'11 agosto 2014, ha disposto la rimodulazione degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici di potenza incentivata superiore a 200 kW (norma cosiddetta "Spalma Incentivi"). In particolare, a seguito della pubblicazione del D.M. MISE del 17 ottobre 2014, come previsto all'articolo 26 comma 3 del D.L. 91/2014, gli operatori hanno dovuto optare per una delle tre opzioni di rimodulazione proposte, con effetto dal 2015. L'**opzione A** prevede il prolungamento dell'incentivazione fino a 24 anni, a fronte di una riduzione dell'incentivo tra il 17% e il 25%; l'**opzione B**, a parità di periodo residuo di incentivazione, prevede la riduzione dell'incentivo in un primo periodo di fruizione (tra il 10% e il 26%) e un secondo periodo di incremento in egual misura; l'**opzione C** prevede, invece, a parità di periodo residuo di incentivazione, un taglio dell'incentivo (tra il 6% e l'8%) in funzione della classe di potenza. A fronte di tali modifiche il costo cumulato per l'incentivazione della fonte rinnovabile solare fotovoltaica, nel 2017, si è ridotto di circa 390 milioni di euro e non raggiunge più i 6,7 miliardi di euro all'anno, limite massimo di incentivazione per la fonte solare, come previsto dal D.M. 5 luglio 2012 o "Quinto Conto Energia".

### Gli incentivi alle FER diverse dal fotovoltaico

Come previsto dall'articolo 27 del Decreto Ministeriale 23/06/2016, “*Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico*” il GSE è tenuto ad aggiornare “*il costo indicativo annuo degli incentivi*” e “*il costo indicativo annuo medio degli incentivi*” riconosciuti agli impianti da fonti rinnovabili diversi da quelli fotovoltaici. Il costo indicativo annuo degli incentivi rappresenta una stima indicativa dell'onere annuo potenziale degli incentivi riconosciuti agli impianti a fonti rinnovabili non fotovoltaici, in attuazione dei vari provvedimenti di incentivazione che si sono succeduti. A partire dallo scenario evolutivo del costo indicativo così costruito, il GSE calcola la media, per il triennio successivo, dei valori mensili. Tale media è definita “costo indicativo annuo medio degli incentivi”, ed è pubblicata dal GSE sul proprio sito, con aggiornamenti mensili<sup>237</sup>.

I diversi meccanismi di incentivazione che si sono avvicendati nel corso degli anni sono sintetizzati di seguito:

1. **Gli incentivi previsti dal Decreto Interministeriale 23 giugno 2016**, in sostituzione dei meccanismi introdotti dal D.M. 6 luglio 2012, sono diretti all'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da FER diverse da quella fotovoltaica entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013. Lo stesso Decreto ha ammesso tra gli impianti beneficiari i solari termodinamici, abrogando il D.M. 11 aprile 2008.

Il meccanismo previsto per tali impianti è commisurato sulla base dell'energia immessa in rete:

- i. gli impianti, con potenza fino a 500 kW, possono beneficiare di Tariffe Onnicomprensive (T.O. o FIT, *Feed in Tariff*);
- ii. gli impianti con potenza maggiore ai 500 kW beneficiano di incentivo pari alla differenza tra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario dell'energia (SFIP – *Sliding Feed in Premium*).

In relazione alla potenza degli impianti, l'accesso agli incentivi è soggetto all'iscrizione degli impianti a registri o alla partecipazione ad aste competitive, mentre nel caso degli impianti più piccoli l'accesso è diretto.

2. **Gli incentivi previsti dal Decreto Ministeriale 6 luglio 2012**, che hanno sostituito i meccanismi dei Certificati Verdi (CV) e delle Tariffe Onnicomprensive, erano diretti agli impianti alimentati da FER diverse da quella fotovoltaica entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013. Gli impianti erano incentivati sulla base dell'energia immessa in rete:

- i. fino a 1 MW erano previste delle T.O. (o FIT);

---

<sup>237</sup> Da ricordare che l'articolo 3, comma 2 lettera b), del Decreto Interministeriale 23 giugno 2016 “Incentivi fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico”, prevede che il costo indicativo annuo medio degli incentivi sia da confrontarsi con il limite di 5,8 miliardi di euro. Limite già definito dal Decreto Ministeriale 6 luglio 2012 “Incentivi per energia da fonti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche” all'articolo 3, comma 2.

- ii. oltre il MW gli impianti beneficiavano di un incentivo pari alla differenza tra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario dell'energia (SFIP).

A seconda della potenza degli impianti, l'accesso agli incentivi era soggetto all'iscrizione degli impianti a registri o alla partecipazione ad aste competitive, mentre nel caso degli impianti più piccoli l'accesso era diretto.

3. **Certificati Verdi (CV) e Tariffa incentivante ex Certificati Verdi** sono stati dei titoli assegnati, fino al 2015, in misura proporzionale all'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili e da alcuni impianti cogenerativi, che combinano alla produzione d'energia elettrica anche quella termica. I titoli venivano scambiati a prezzi di mercato tra i soggetti aventi diritto e i produttori e importatori di energia elettrica da fonti convenzionali (obbligati ad immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una quota prestabilita di elettricità da fonti rinnovabili, quota annullata a partire dal 2016), oppure ritirati dal GSE a prezzi regolati. Dal 2016, per gli impianti che hanno maturato il diritto ai CV e per i quali non è ancora terminato il periodo incentivante, è riconosciuto, per il periodo residuo d'incentivazione, un corrispettivo sulla produzione netta incentivata che si somma ai ricavi conseguenti alla valorizzazione dell'energia.
4. **Le Tariffe Onnicomprehensive (TO)** sono tariffe fisse di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete, il cui valore include sia la componente incentivante sia la componente di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete. Fino all'emanazione degli ultimi provvedimenti d'incentivazione del fotovoltaico (D.M. 5/7/2012) e delle altre fonti rinnovabili (D.M. 23/6/2016 e D.M. 6/7/2012), che hanno previsto delle TO per gli impianti di piccole dimensioni, parlando di TO ci si riferiva essenzialmente a quelle introdotte dalla L. 244/2007 e regolate dal D.M. 18/12/2008, riservate agli impianti con potenza fino a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici), entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012.
5. **Il Ritiro Dedicato (RID)** è una modalità semplificata a disposizione dei produttori per il collocamento sul mercato dell'energia elettrica immessa in rete. Consiste nella cessione al GSE dell'energia elettrica e sostituisce anche ogni altro adempimento contrattuale relativo all'accesso ai servizi di dispacciamento e di trasporto. Sono ammessi al regime di RID gli impianti di potenza inferiore a 10 MVA (Milioni di Volt Ampere) o di qualsiasi potenza se alimentati da energia solare, eolica, maremotrice, del moto ondoso, geotermica, idraulica limitatamente alle unità ad acqua fluente, o da altre fonti rinnovabili se nelle titolarità di un autoproduttore. L'accesso al RID è alternativo agli incentivi riconosciuti ai sensi dei DD.MM. 5/7/2012, 6/7/2012 e del Decreto Interministeriale 23/6/2016.
6. **Lo Scambio sul Posto (SSP)** consente la compensazione economica tra il valore associato all'energia elettrica immessa in rete e il valore associato all'energia elettrica prelevata e consumata in

un periodo differente da quello in cui avviene la produzione. A tale regime di commercializzazione dell'energia elettrica possono accedere gli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2014 se alimentati da fonti rinnovabili o dalla Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) e di potenza massima non superiore a 200 kW, oppure gli impianti di potenza fino a 500 kW se alimentati da fonti rinnovabili ed entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2015. L'accesso a tale meccanismo è alternativo agli incentivi riconosciuti ai sensi dei DD.MM. 5/7/2012, 6/7/2012 e del Decreto Interministeriale 23/6/2016.

Di seguito si riporta una Tabella riassuntiva (**Tabella A.4**) dei principali meccanismi incentivanti l'energia elettrica prodotta da FER diverse dal fotovoltaico da cui si evince che il costo cumulato a carico dello Stato è pari a **7,3 miliardi di €** nel 2017.

Tabella A.4 - SUSSIDI DIRETTI ALLE FER ELETTRICHE DIVERSE DAL FOTOVOLTAICO (CUMULATO)

Meccanismo Incentivante	Ex Certificati Verdi (CV) e ritiro	Tariffa Onnicomprensiva (TO)	CIP 6/92 <sup>238</sup>	RID <sup>239</sup>	Impianti entrati in esercizio ai sensi dei DD.MM. 5-6 luglio 2012 e 23/6/2016	SSP	TOTALE
Normativa	D. Lgs. 79/99 e D.M. 6 luglio 2012	D.M. 6 luglio 2012 D.M. 23/6/2016	Provvedimento 6/92 del Comitato Interministeriale dei Prezzi	Alternativo a DD.MM. 5/7/2012, 6/7/2012 e 23/6/2016	D.M. 5-6 luglio 2012 D.M. 23/6/2016	Alternativo a DD.MM. 5/7/2012, 6/7/2012 e 23/6/2016	-
Copertura economica	Altri proventi e oneri (Componente A3 in bolletta elettrica)	Altri proventi e oneri (Componente A3 in bolletta elettrica)	Altri proventi e oneri (Componente A3 in bolletta elettrica)	Altri proventi e oneri (Componente A3 in bolletta elettrica)	Altri proventi e oneri (Componente A3 in bolletta elettrica)	Altri proventi e oneri (Componente A3 in bolletta elettrica)	-
<b>Totale Risorse Economiche (mln €)</b>	<b>3.354</b>	<b>2.270</b>	<b>316,4<sup>240</sup></b>	<b>609</b>	<b>466</b>	<b>313</b>	<b>7.328,4<sup>241</sup></b>

Fonte: Rapporto delle Attività 2017 – GSE

<sup>238</sup> Sono esclusi dal dato riportato in tabella i restanti 446 milioni di euro assegnati alle fonti assimilate.

<sup>239</sup> Sono esclusi dal Ritiro Dedicato gli impianti alimentati da fonti assimilate, stimati dal GSE in circa 18 milioni di euro.

<sup>240</sup> Ai 762,3 milioni di euro riportati dal GSE, nel Rapporto delle Attività 2017, per il meccanismo CIP 6/92 vanno sottratti i circa 446 milioni di euro destinati alle fonti assimilate e classificate come SAD ai fini del presente Catalogo.

<sup>241</sup> Ai 7,3 miliardi di euro circa vanno sottratti i ricavi della vendita dell'energia elettrica ritirata dal GSE per il 2017 e pari a circa 1,7 miliardi di euro. L'onere netto, per le FER diverse dal fotovoltaico, è stato pari, per il 2017, a circa 5,6 miliardi di euro rispettando così il limite, già richiamato, e fissato dal dettato normativo del D.M. 23/6/2016.

### Oneri d'incentivazione nel settore elettrico

I costi sostenuti dal GSE, nel 2017, per la gestione dei meccanismi incentivanti sia delle fonti rinnovabili che di quelle assimilate sono imputabili:

- all'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici (Conto Energia);
- all'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti ex CV e una piccola quota residua di ritiro di CV;
- all'incentivazione dell'energia prodotta netta immessa in rete dagli impianti ammessi agli incentivi introdotti dal D.M. 6 luglio 2012 e dal D.M. 23 giugno 2016.
- all'acquisto dell'energia elettrica dai produttori che hanno una convenzione con il GSE, nell'ambito di uno dei meccanismi di incentivazione e ritiro dell'energia elettrica (T.O. ai sensi dei diversi decreti richiamati; CIP6/92, RID, SSP).

Per l'anno 2017, tali costi ammontano complessivamente a un valore pari a circa 14,2 miliardi di euro ma una parte di essi è compensata dai ricavi provenienti dalla vendita sul mercato dell'energia elettrica ritirata. Il GSE ha collocato, attraverso la presentazione di offerte di acquisto e vendite giornaliere sul Mercato del Giorno Prima (MGP) e sui Mercati Infragiornalieri (MI), ricavi complessivi pari a 1,7 miliardi di €. Per il 2017, la differenza tra costi (circa 14,2 miliardi di €) e ricavi (circa 1,7 miliardi di €) a determinato un onere netto e, dunque, un fabbisogno economico della componente A3<sup>242</sup>,

---

<sup>242</sup> Il recupero dei costi sostenuti per il funzionamento dell'intera filiera si riversano nel costo dell'energia elettrica, regolato dalla normativa nazionale e dalle delibere dell'ARERA. La Legge n. 485/1995 affida all'Autorità il compito di definire ed aggiornare, in relazione all'andamento del mercato, la tariffa base, i parametri e gli altri elementi fondamentali per la determinazione della tariffa e le metodologie di recupero dei costi eventualmente sostenuti nell'interesse generale. Il D. Lgs. n.79 del 1999, invece, individua gli oneri generali di sistema remunerati con il prezzo della bolletta elettrica. Undici componenti fanno parte della macro voce Oneri Generali di Sistema, tra cui: 1) la Componente A<sub>2</sub> (Nucleare), destinata alla copertura dei costi sostenuti per lo smantellamento delle centrali nucleari e la chiusura del ciclo del combustibile; 2) la Componente A<sub>3</sub> (Rinnovabili e Assimilate), che copre gli oneri per la promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate; 3) la Componente A<sub>4</sub> (Regimi tariffari speciali), riservata al finanziamento di regimi tariffari speciali previsti dalla normativa a favore di specifici utenti o categorie d'utenza; 4) la Componente A<sub>5</sub> (Ricerca di Sistema), destinata al finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico (ricerche svolte da CNR, ENEA, RSE e i bandi di ricerca destinati alle imprese); 5) la Componente A<sub>5</sub> (Bonus Elettrico), introdotta a partire dal 2008, è la componente riservata alla copertura del bonus sociale; 6) la Componente A<sub>E</sub> (Agevolazioni industrie manifatturiere, introdotta dal 1° gennaio 2014) destinata a finanziare le agevolazioni alle imprese manifatturiere con elevati consumi di energia elettrica prevista dall'art. 39 del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83. 7) la Componente UC<sub>4</sub> (Imprese Minori), a copertura delle integrazioni dei ricavi riconosciute alle imprese elettriche minori (con numero limitato di clienti); 8) la Componente UC<sub>7</sub> (Efficienza energetica negli usi finali) a copertura degli oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali (Certificati Bianchi [CB] o Titoli di Efficienza Energetica [TEE]). 9) la Componente MCT (Compensazione territoriale) finanzia le misure di compensazione territoriale a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare. All'interno dei servizi di rete vengono applicate anche due ulteriori componenti perequative: 10) la Componente UC<sub>3</sub> (Perequazioni) a copertura delle agevolazioni per le imprese manifatturiere a forte consumo di energia elettrica e 11) la Componente UC<sub>6</sub> (Qualità) si riferisce ai servizi di trasmissione e distribuzione, in pratica va a remunerare i gestori delle reti in caso siano raggiunti i livelli di qualità del servizio disciplinati dall'Autorità. A partire dal 1° gennaio 2016 è entrata in vigore la riforma delle tariffe di rete e degli oneri generali di sistema per i consumatori domestici di energia elettrica. Il provvedimento, che andrà a regime con gradualità, è reso possibile dalla [Delibera 582/2015/R/EEL](#) dell'ARERA