

**Quarta relazione dell'Italia in merito ai progressi ai  
sensi della direttiva 2009/28/CE**

**Dicembre 2017**

## INDICE

<b>INDICE</b> .....	<b>2</b>
<b>1. Quote settoriali e complessive e consumo effettivo di energia da fonti rinnovabili (EFR) (articolo 22, paragrafo 1, lettera a), della direttiva 2009/28/CE)</b> .....	<b>4</b>
<b>2. Misure adottate nel corso dei due precedenti anni civili e/o previste a livello nazionale per promuovere la crescita delle energie da fonti rinnovabili tenendo conto della traiettoria indicativa per conseguire gli obiettivi in materia di fonti energetiche rinnovabili delineati nel piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (articolo 22, paragrafo 1, lettera a), della direttiva 2009/28/CE).</b> .....	<b>9</b>
<b>2.a Illustrare i progressi realizzati nella valutazione e nel miglioramento delle procedure amministrative per eliminare gli ostacoli regolamentari e non regolamentari allo sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili (articolo 22, paragrafo 1, lettera e), della direttiva 2009/28/CE).</b> .....	<b>23</b>
<b>2.b Illustrare le misure adottate per garantire la trasmissione e la distribuzione dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili e per migliorare il quadro o le norme che disciplinano l'assunzione e la ripartizione dei costi delle connessioni alla rete e del potenziamento della rete (articolo 22, paragrafo 1, lettera f), della direttiva 2009/28/CE)</b> .....	<b>27</b>
<b>3. Illustrare i regimi di sostegno e le altre misure miranti a promuovere l'energia da fonti rinnovabili e ogni sviluppo nelle misure applicate rispetto a quelle indicate nel piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (articolo 22, paragrafo 1, lettera b), della direttiva 2009/28/CE)</b> .....	<b>35</b>
<b>3.1 Fornire informazioni sulle modalità di allocazione dell'elettricità che beneficia di un sostegno ai clienti finali in ottemperanza dell'articolo 3, paragrafo 6, della direttiva 2003/54/CE (articolo 22, paragrafo 1, lettera b), della direttiva 2009/28/CE)</b> .....	<b>58</b>
<b>4. Se del caso fornire informazioni sul modo in cui l'Italia ha strutturato i suoi regimi di sostegno per integrare le applicazioni di energie rinnovabili che presentano benefici supplementari, ma che possono anche comportare costi maggiori, ivi compresi i biocarburanti prodotti da rifiuti, residui, materie cellulosiche di origine non alimentare e materie ligno-cellulosiche (articolo 22, paragrafo 1, lettera c), della direttiva 2009/28/CE).</b> .....	<b>60</b>
<b>5. Fornire informazioni sul funzionamento del sistema delle garanzie di origine per l'elettricità, il riscaldamento e il raffreddamento da fonti energetiche rinnovabili e le misure adottate per assicurare l'affidabilità e la protezione del sistema contro la frode (articolo 22, paragrafo 1, lettera d), direttiva 2009/28/CE).</b> .....	<b>63</b>
<b>6. Illustrare gli sviluppi intervenuti nei due precedenti anni civili nella disponibilità e nell'uso delle risorse della biomassa a fini energetici (articolo 22, paragrafo 1, lettera g), della direttiva 2009/28/CE).</b> .....	<b>64</b>
<b>7. Fornire informazioni sulle variazioni del prezzo dei prodotti e della destinazione dei terreni in Italia legati al maggiore uso della biomassa e di altre forme di energia da fonti rinnovabili nei due precedenti anni civili. Fornire le eventuali informazioni</b>	

relative alla documentazione pertinente su tali impatti in Italia (articolo 22, paragrafo 1, lettera h), della direttiva 2009/28/CE) .....	66
<b>8. Illustrare lo sviluppo e la quota dei biocarburanti prodotti a partire da rifiuti, residui, materie cellulosiche di origine non alimentare e materie ligno-cellulosiche (articolo 22, paragrafo 1, lettera i), della direttiva 2009/28/CE).....</b>	<b>71</b>
<b>9. Fornire informazioni relative all’impatto stimato della produzione di biocarburanti e di bioliquidi sulla biodiversità, sulle risorse idriche, sulla qualità dell’acqua e sulla qualità del suolo in Italia nei due precedenti anni civili. Fornire informazioni sulle modalità di valutazione di tale impatto, con riferimento alla documentazione pertinente su tale impatto in Italia (articolo 22, paragrafo 1, lettera j), della direttiva 2009/28/CE).....</b>	<b>72</b>
<b>10. Stimare la riduzione netta delle emissioni di gas a effetto serra conseguita con l’uso di energia da fonti rinnovabili (articolo 22, paragrafo 1, lettera k), della direttiva 2009/28/CE).....</b>	<b>73</b>
<b>11. Comunicare i dati effettivi (per i due precedenti anni civili) e una stima (per gli anni seguenti fino al 2020) della produzione eccedentaria o deficitaria di energia da fonti rinnovabili rispetto alla traiettoria indicativa che potrebbe essere oggetto di trasferimento da/verso altri Stati membri e/o paesi terzi, nonché una stima del potenziale dei progetti comuni fino al 2020 (articolo 22, paragrafo 1, lettere l) e m), della direttiva 2009/28/CE).....</b>	<b>75</b>
<b>11.1. Illustrare in dettaglio la normativa in materia di trasferimenti statistici, progetti comuni e decisioni di regimi di sostegno comuni .....</b>	<b>79</b>
<b>12. Fornire informazioni sui metodi impiegati per stimare la quota di rifiuti biodegradabili contenuti nei rifiuti destinati alla produzione di energia e sulle misure adottate per migliorare e verificare tali stime (articolo 22, paragrafo 1, lettera n), della direttiva 2009/28/CE).....</b>	<b>80</b>
<b>13. Indicare le quantità di biocarburanti e bioliquidi in unità di energia corrispondenti a ciascuna delle categorie di materie prime elencate nella parte A dell'allegato VIII prese in considerazione da tale Stato membro ai fini del rispetto degli obiettivi di cui all'articolo 3, paragrafi 1 e 2, e all'articolo 3, paragrafo 4, primo comma.....</b>	<b>81</b>
<b>Allegato I - Rispetto Convenzione sull’accesso alle informazioni, la partecipazione del pubblico ai processi decisionali e l’accesso alla giustizia in materia ambientale (Aarhus, 1998) .....</b>	<b>82</b>
<b>Allegato II –Stima della riduzione delle emissioni di gas serra in Italia.....</b>	<b>83</b>

## 1. Quote settoriali e complessive e consumo effettivo di energia da fonti rinnovabili (EFR) (articolo 22, paragrafo 1, lettera a), della direttiva 2009/28/CE).

*Premessa:* Si riportano i dati a partire dal 2009 poiché alcuni di essi hanno subito lievi variazioni per effetto di modifiche nelle metodologie di calcolo o di nuove disponibilità di dati.

**Tabella 1: quote settoriali (elettricità, riscaldamento e raffreddamento, trasporti) e complessive di energia da fonti rinnovabili<sup>1</sup>**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
EFR – Risc. e raffr. <sup>2</sup> (%)	16,43%	15,64%	13,82%	16,98%	18,09%	18,89%	19,17%	18,73%
EFR-E <sup>3</sup> (%)	18,81%	20,09%	23,55%	27,42%	31,30%	33,42%	33,46%	34,01%
EFR-T <sup>4</sup> (%)	3,93%	4,84%	4,98%	6,04%	5,39%	4,99%	6,42%	7,24%
<b>Quota complessiva di EFR<sup>5</sup> (%)</b>	<b>12,78%</b>	<b>13,02%</b>	<b>12,88%</b>	<b>15,44%</b>	<b>16,74%</b>	<b>17,07%</b>	<b>17,49%</b>	<b>17,35%</b>
di cui (%) dal meccanismo di cooperazione <sup>6</sup>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
surplus (%) per il meccanismo di cooperazione <sup>7</sup>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

**Tabella 1a: tabella di calcolo per il contributo dell'energia rinnovabile di ciascun settore al consumo finale di energia (ktep)<sup>8</sup>**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
(A) Consumo finale lordo di EFR per risc. e raffr.	10.178	10.018	8.101	10.226	10.603	9.934	10.687	10.538
(B) Consumo finale lordo di elettricità da EFR	5.244	5.768	6.837	7.840	8.665	9.001	9.142	9.183
(C) Consumo finale lordo di energia da EFR nei trasporti	1.290	1.575	1.577	1.552	1.468	1.310	1.456	1.360
<b>(D) Consumo totale lordo di EFR<sup>9</sup></b>	<b>16.712</b>	<b>17.362</b>	<b>16.515</b>	<b>19.618</b>	<b>20.737</b>	<b>20.245</b>	<b>21.286</b>	<b>21.081</b>
(E) trasferimento di EFR ad altri Stati membri	0	0	0	0	0	0	0	0
(F) Trasferimento di EFR da altri Stati membri e paesi terzi	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>(G) Consumo di EFR adeguato all'obiettivo (D)-(E)+(F)</b>	<b>16.712</b>	<b>17.362</b>	<b>16.515</b>	<b>19.618</b>	<b>20.737</b>	<b>20.245</b>	<b>21.286</b>	<b>21.081</b>

*Nota:* Nella tabella i consumi di elettricità nei trasporti sono attribuiti alla componente C.

<sup>1</sup> Agevola il confronto con le tabelle 3 e 4a dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

<sup>2</sup> Quota di energie rinnovabili per riscaldamento e raffreddamento: consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili destinato a riscaldamento e raffreddamento (quale definito all'articolo 5, paragrafo 1, lettera b), e all'articolo 5, paragrafo 4, della direttiva 2009/28/CE), diviso per consumo finale lordo di energia per riscaldamento e raffreddamento. Si applica la stessa metodologia della tabella 3 dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

<sup>3</sup> Quota di energie rinnovabili nel settore dell'elettricità: consumo finale lordo di elettricità da fonti rinnovabili per l'elettricità (quale definito all'articolo 5, paragrafo 1, lettera a), e articolo 5, paragrafo 3, della direttiva 2009/28/CE), diviso per il consumo finale totale lordo di elettricità. Si applica la stessa metodologia della tabella 3 dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

<sup>4</sup> Quota di energie rinnovabili nel settore dei trasporti: consumo finale di energia da fonti rinnovabili per i trasporti (cfr. articolo 5, paragrafo 1, lettera c), e articolo 5, paragrafo 5, della direttiva 2009/28/CE), diviso per il consumo, nel settore dei trasporti, di 1) benzina, 2) diesel, 3) biocarburanti impiegati nel trasporto su strada e per ferrovia e 4) elettricità usata nei trasporti via terra (riga 3 della tabella 1). Si applica la stessa metodologia della tabella 3 dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

<sup>5</sup> Quota di energie rinnovabili nel consumo finale lordo di energia. Si applica la stessa metodologia della tabella 3 dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

<sup>6</sup> In percentuale della quota complessiva di EFR.

<sup>7</sup> In percentuale della quota complessiva di EFR.

<sup>8</sup> Agevola il confronto con la tabella 4a dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

<sup>9</sup> A norma dell'articolo 5, paragrafo 1, della direttiva 2009/28/CE, il gas, l'elettricità e l'idrogeno da fonti rinnovabili sono contabilizzati una sola volta. Non è consentita la doppia contabilizzazione.

**Tabella 1.b: contributo effettivo totale (capacità installata, produzione lorda di elettricità) per ciascuna tecnologia che utilizza energie rinnovabili in Italia al fine di conseguire gli obiettivi vincolanti fissati per il 2020 e contributo alla traiettoria indicativa provvisoria per le quote di energia da fonti rinnovabili nel settore dell'elettricità<sup>10</sup>**

NB: Per agevolare la lettura dei dati, la Tabella 1.b è stata divisa in due parti. La prima, nella presente pagina, è relativa alla capacità installata (MW); la seconda, nella pagina successiva, è relativa alla produzione lorda (GWh).

**CAPACITÀ INSTALLATA (potenza netta in MW)**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Energia idroelettrica:</b>	<b>21.371</b>	<b>21.520</b>	<b>21.737</b>	<b>21.880</b>	<b>22.009</b>	<b>22.098</b>	<b>22.220</b>	<b>22.298</b>
<i>senza pompaggio</i>	13.827	13.976	14.193	14.325	14.454	14.506	14.628	14.991
<i>&lt;1MW</i>	451	509	548	569	621	654	697	742
<i>1MW-10 MW</i>	2.137	2.155	2.271	2.335	2.413	2.432	2.511	2.557
<i>&gt;10MW</i>	11.239	11.312	11.374	11.421	11.420	11.420	11.420	11.692
<i>con pompaggio</i>	3.957	3.957	3.957	3.957	3.957	3.982	3.982	3.982
<i>mista<sup>11</sup></i>	3.587	3.587	3.587	3.598	3.598	3.610	3.610	3.325
<b>Geotermica</b>	<b>695</b>	<b>728</b>	<b>728</b>	<b>728</b>	<b>729</b>	<b>768</b>	<b>768</b>	<b>767</b>
<b>Solare:</b>	<b>1.264</b>	<b>3.592</b>	<b>13.131</b>	<b>16.785</b>	<b>18.185</b>	<b>18.594</b>	<b>18.901</b>	<b>19.283</b>
<i>fotovoltaico</i>	1.264	3.592	13.131	16.785	18.185	18.594	18.901	19.283
<i>energia solare a concentrazione</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Da maree, moto ondoso e correnti marine</b>	<b>0</b>							
<b>Energia eolica:</b>	<b>4.879</b>	<b>5.794</b>	<b>6.918</b>	<b>8.102</b>	<b>8.542</b>	<b>8.683</b>	<b>9.137</b>	<b>9.384</b>
<i>onshore</i>	4.879	5.794	6.918	8.102	8.542	8.683	9.137	9.384
<i>offshore</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Biomassa:</b>	<b>1.871</b>	<b>2.183</b>	<b>2.631</b>	<b>3.555</b>	<b>3.762</b>	<b>3.772</b>	<b>3.804</b>	<b>3.871</b>
<i>biomassa solida</i>	438	406	421	538	606	620	616	685
<i>biogas</i>	359	480	732	1.274	1.317	1.336	1.336	1.352
<i>bioliquidi</i>	371	581	736	989	1.003	990	1.000	993
<i>rifiuti urbani</i>	703	716	742	754	836	826	852	841
<b>TOTALE</b>	<b>30.080</b>	<b>33.817</b>	<b>45.145</b>	<b>51.050</b>	<b>53.227</b>	<b>53.915</b>	<b>54.830</b>	<b>55.603</b>
di cui in cogenerazione	718	858	1.084	1.642	1.807	1.870	2.018	1.962

*continua Tabella 1.b nella pagina successiva*

<sup>10</sup> Agevola il confronto con la tabella 10a dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

<sup>11</sup> Conformemente alla nuova metodologia Eurostat.

segue Tabella 1.b dalla pagina precedente

**PRODUZIONE LORDA DI ELETTRICITÀ (GWh)**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Energia idroelettrica<sup>12</sup> :</b>	<b>42.278</b>	<b>43.390</b>	<b>44.012</b>	<b>44.140</b>	<b>44.984</b>	<b>45.765</b>	<b>45.933</b>	<b>46.191</b>
<i>senza pompaggio</i>	25.491	29.168	32.726	35.888	39.788	43.814	44.054	44.750
<i>&lt;1MW</i>	1.200	1.504	1.765	1.971	2.327	2.661	2.813	2.955
<i>1MW-10 MW</i>	4.908	5.530	6.352	7.019	7.877	8.672	8.904	8.960
<i>&gt;10MW</i>	21.452	24.269	26.787	29.062	31.779	34.739	34.597	34.884
<i>con pompaggio</i>	4.305	3.290	1.934	1.979	1.898	1.711	1.432	1.825
<i>mista<sup>13</sup></i>	2.069	2.135	2.178	2.165	2.195	2.257	2.259	2.049
<b>Geotermica</b>	<b>5.342</b>	<b>5.376</b>	<b>5.654</b>	<b>5.592</b>	<b>5.659</b>	<b>5.916</b>	<b>6.185</b>	<b>6.289</b>
<b>Solare:</b>	<b>676</b>	<b>1.906</b>	<b>10.796</b>	<b>18.862</b>	<b>21.589</b>	<b>22.306</b>	<b>22.942</b>	<b>22.104</b>
<i>fotovoltaico</i>	676	1.906	10.796	18.862	21.589	22.306	22.942	22.104
<i>energia solare a concentrazione</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Da maree, moto ondoso e correnti marine</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Energia eolica:</b>	<b>6.830</b>	<b>8.787</b>	<b>10.266</b>	<b>12.402</b>	<b>14.120</b>	<b>14.887</b>	<b>15.298</b>	<b>16.519</b>
<i>onshore</i>	6.830	8.787	10.266	12.402	14.120	14.887	15.298	16.519
<i>offshore</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Biomassa<sup>14</sup> :</b>	<b>7.557</b>	<b>9.440</b>	<b>10.832</b>	<b>12.342</b>	<b>16.960</b>	<b>18.681</b>	<b>19.366</b>	<b>19.425</b>
<i>biomassa solida</i>	2.828	2.261	2.522	2.582	3.679	3.823	3.947	4.125
<i>biogas</i>	1.665	2.054	3.405	4.620	7.448	8.198	8.212	8.259
<i>bioliquidi</i>	1.448	3.078	2.698	2.977	3.628	4.290	4.865	4.627
<i>quota rinnovabile dei rifiuti urbani</i>	1.616	2.047	2.208	2.163	2.206	2.370	2.343	2.415
<b>TOTALE</b>	<b>62.684</b>	<b>68.899</b>	<b>81.560</b>	<b>93.338</b>	<b>103.312</b>	<b>107.555</b>	<b>109.725</b>	<b>110.528</b>
<i>di cui in cogenerazione</i>	2.379	3.251	4.224	5.193	7.471	8.823	9.640	9.694

**Nota 1:** A partire dalla seconda versione del Progress Report sono indicate le potenze nette degli impianti anziché, come nella prima versione e nel PAN, le potenze lorde; inoltre, dalla seconda versione si considera l'intera potenza degli impianti idroelettrici di pompaggio, mentre nella prima era considerata la sola potenza virtualmente imputabile agli apporti naturali.

**Nota 2:** Se dal totale dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in ciascun anno si sottrae la quota conteggiata nei trasporti si ottiene il valore del consumo finale lordo di elettricità da fonti rinnovabili riportato nella riga B della Tabella 1a.

**Nota 3:** Nella prima versione del Progress Report e nel PAN la quota biodegradabile dei rifiuti urbani era inclusa nelle biomasse solide.

<sup>12</sup> Normalizzata conformemente alla direttiva 2009/28/CE e alla metodologia Eurostat.

<sup>13</sup> Conformemente alla nuova metodologia Eurostat.

<sup>14</sup> Si tiene conto solo dei bioliquidi che rispettano i criteri di sostenibilità applicabili di cui all'articolo 5, paragrafo 1, ultimo comma, della direttiva 2009/28/CE.

**Tabella 1c: contributo effettivo totale (consumo finale di energia<sup>15</sup>) per ciascuna tecnologia che utilizza energie rinnovabili in Italia al fine di conseguire gli obiettivi vincolanti fissati per il 2020 e contributo alla traiettoria indicativa provvisoria per le quote di energia da fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffreddamento (ktep)<sup>16</sup>**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Energia geotermica</b> (escluso calore geotermico a bassa temperatura nelle applicazioni di pompe di calore)	<b>213</b>	<b>139</b>	<b>139</b>	<b>134</b>	<b>135</b>	<b>130</b>	<b>133</b>	<b>144</b>
<b>Solare</b>	<b>85</b>	<b>134</b>	<b>140</b>	<b>155</b>	<b>168</b>	<b>180</b>	<b>190</b>	<b>200</b>
<b>Biomassa<sup>17</sup> :</b>	<b>7.952</b>	<b>7.652</b>	<b>5.551</b>	<b>7.522</b>	<b>7.781</b>	<b>7.045</b>	<b>7.780</b>	<b>7.586</b>
<i>biomassa solida</i>	7.848	7.540	5.114	7.247	7.431	6.646	7.380	7.175
<i>biogas</i>	19	26	330	183	246	283	250	252
<i>bioliquidi</i>	28	25	22	21	21	31	42	42
<i>quota rinnovabile dei rifiuti urbani</i>	56	62	86	71	83	85	108	117
<b>Energia rinnovabile da pompe di calore:</b>	<b>1.928</b>	<b>2.092</b>	<b>2.270</b>	<b>2.415</b>	<b>2.519</b>	<b>2.580</b>	<b>2.584</b>	<b>2.609</b>
<i>di cui aerotermica</i>	1.885	2.043	2.214	2.351	2.447	2.501	2.500	2.523
<i>di cui geotermica</i>	39	44	50	57	65	71	76	77
<i>di cui idrotermica</i>	4	5	6	6	7	8	8	9
<b>TOTALE</b>	<b>10.178</b>	<b>10.018</b>	<b>8.101</b>	<b>10.226</b>	<b>10.603</b>	<b>9.934</b>	<b>10.687</b>	<b>10.538</b>
<i>di cui teleriscaldamento<sup>18</sup></i>	137	144	161	171	208	191	202	219
<i>di cui biomassa in nuclei domestici<sup>19</sup></i>	7.380	7.163	4.602	6.637	6.633	5.676	6.393	6.173

<sup>15</sup> Uso diretto e teleriscaldamento ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 4, della direttiva 2009/28/CE.

<sup>16</sup> Agevola il confronto con la tabella 11 dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

<sup>17</sup> Si tiene conto solo dei bioliquidi che rispettano i criteri di sostenibilità applicabili di cui all'articolo 5, paragrafo 1, ultimo comma, della direttiva 2009/28/CE.

<sup>18</sup> Teleriscaldamento e/o teleraffreddamento nel consumo totale per riscaldamento e raffreddamento da fonti rinnovabili.

<sup>19</sup> Rispetto al consumo totale per riscaldamento e raffreddamento da fonti rinnovabili.

**Tabella 1d: contributo effettivo totale per ciascuna tecnologia che utilizza energie rinnovabili in Italia al fine di conseguire gli obiettivi vincolanti fissati per il 2020 e contributo alla traiettoria indicativa provvisoria per le quote di energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti (ktep)<sup>20,21</sup>**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
- Bioetanolo	-	0,0	0,3	2,0	1,5	0,9	2,4	0,4
- Biodiesel (FAME)	1.051,6	1.297,4	1.286,4	1.251,8	1.164,6	997,1	1.011,3	931,2
- Olio vegetale idrotrattato (HVO)*	-	-	-	10,5	11,5	58,0	119,5	75,3
- Biometano								
- Diesel Fischer-Tropsch	-	-	-	-	-	-	11,0	-
- Bio-ETBE	92,5	122,1	113,8	101,3	70,9	7,5	19,7	31,9
- Bio-MTBE								
- Bio-DME								
- Bio-TAEE								
- Biobutanolo								
- Biometanolo								
- Olio vegetale puro	-	-	-	-	1,6	-	-	-
<b>Totale biocarburanti sostenibili</b>	<b>1.144,1</b>	<b>1.419,6</b>	<b>1.400,5</b>	<b>1.365,7</b>	<b>1.250,2</b>	<b>1.063,5</b>	<b>1.164,0</b>	<b>1.038,9</b>
di cui								
Biocarburanti sostenibili prodotti a partire dalle materie elencate nell'allegato IX, parte A	-	-	11,3	62,4	7,8	13,7	12,6	8,9
Altri biocarburanti sostenibili ammissibili ai fini del conseguimento dell'obiettivo di cui all'articolo 3, paragrafo 4, lettera e)								
Biocarburanti sostenibili prodotti a partire dalle materie elencate nell'allegato IX, parte B	38,0	38,0	18,2	97,7	94,2	115,0	286,4	386,9
biocarburanti sostenibili per i quali il contributo alla realizzazione dell'obiettivo di energie rinnovabili è limitato a norma dell'articolo 3, paragrafo 4	n.a.	n.a.	1.337,7	1.026,1	1.135,6	877,7	712,7	264,1
**Altri biocarburanti double counting non inclusi nell'allegato IX	-	-	33,3	179,5	12,6	57,1	152,2	378,4
Importati da paesi terzi	346,1	591,3	763,9	1.293,4	862,5	649,9	722,2	723,3
Idrogeno da fonti rinnovabili	-	-	-	-	-	-	-	-
Elettricità da fonti rinnovabili	145,8	155,8	176,3	185,9	218,2	246,7	292,2	320,7
di cui								
consumati nel trasporto su strada	-	0,9	0,9	1,0	1,3	1,6	1,9	2,0
consumati nel trasporto su rotaia	61,7	66,9	76,8	82,8	101,9	117,2	137,4	156,5
consumati in altri settori dei trasporti	84,1	88,0	98,6	102,0	114,9	127,9	152,9	162,3
Altro - Grassi animali classificati come categoria 3	-	-	-	-	-	-	-	0,5

(\*) Incluso il biopropano risultante dal processo di produzione dell'HVO.

(\*\*) Il recepimento nazionale della direttiva ILUC (Decreto Legislativo 21 marzo 2017, n. 51) prevede che i biocarburanti prodotti da alcuni sottoprodotti non compresi nell'allegato IX, possano godere della premialità Double Counting fino al 30 Giugno 2018.

(\*\*\*) Nei questionari annuali trasmessi a Eurostat per finalità statistiche HVO e diesel Fischer-Tropsch sono assimilati al biodiesel (tenendo conto del proprio contenuto energetico) non esistendo nei questionari una categoria dedicata.

<sup>20</sup> Per i biocarburanti, si tenga conto solo di quelli che rispettano i criteri di sostenibilità di cui all'articolo 5, paragrafo 1, ultimo comma, della direttiva 2009/28/CE.

<sup>21</sup> Agevola il confronto con la tabella 12 dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

## 2. Misure adottate nel corso dei due precedenti anni civili e/o previste a livello nazionale per promuovere la crescita delle energie da fonti rinnovabili tenendo conto della traiettoria indicativa per conseguire gli obiettivi in materia di fonti energetiche rinnovabili delineati nel piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (articolo 22, paragrafo 1, lettera a), della direttiva 2009/28/CE).

La Direttiva 28/2009/CE è stata recepita dal D.Lgs. 28/2011 che ha stabilito talune disposizioni immediatamente attuative e altre disposizioni per la piena attuazione delle quali sono stati previsti dei decreti ministeriali che sono poi stati emanati.

Di seguito sono riportate le principali misure attuate o programmate, coerenti con gli indirizzi del Piano di Azione Nazionale.

**Tabella 2: panoramica di tutte le politiche e misure**

Denominazione e riferimento della misura	Tipo di misura*	Risultato atteso**	Destinatari (gruppo e/o attività)***	Politiche/misure esistenti/programmate****	Date di inizio e conclusione della misura
<b>MISURE RELATIVE AL SETTORE DEL RISCALDAMENTO, RAFFRESCAMENTO ED EFFICIENZA ENERGETICA</b>					
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi o TEE) (D.Lgs. 28/2011 art. 29 e 30 e D.M. 28/12/2012, D.Lgs. 102/2014, DM 11/01/2017)	Normativa - Finanziaria	Il D.M. 11/01/2017 ha stabilito che tramite il meccanismo dei TEE deve essere perseguito un risparmio energetico annuo pari a: <ul style="list-style-type: none"> <li>• 7,14 Mtep di energia primaria al 2017;</li> <li>• 8,32 Mtep di energia primaria al 2018;</li> <li>• 9,71 Mtep di energia primaria al 2019;</li> <li>• 11,19 Mtep di energia primaria al 2020.</li> </ul>	<p>Soggetti obbligati:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Distributori di energia elettrica con più di 50.000 clienti finali;</li> <li>• Distributori di gas naturale con più di 50.000 clienti finali.</li> </ul> <p>Soggetti volontari:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Società controllate dai soggetti obbligati o controllanti questi ultimi.</li> <li>• Imprese di distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale non soggette all'obbligo.</li> <li>• Soggetti pubblici e privati in possesso di certificazione UNI CEI 11352</li> </ul>	<p><i>Misura implementata, prevista dal PAN.</i></p> <p>Il meccanismo, introdotto nel 2004, è stato aggiornato, tra l'altro, dal D.Lgs. 28/2011, dal Decreto Ministeriale 28/12/2012, dal D.Lgs. 102/2014 e dal Decreto Ministeriale 11/01/2017.</p> <p>Le principali novità introdotte dal D.M. 11/01/2017 hanno riguardato:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• l'inserimento di obiettivi quantitativi nazionali annui di risparmio energetico per il quadriennio 2017-2020;</li> <li>• l'abolizione del metodo di valutazione analitico dei risparmi: il decreto prevede solo un nuovo metodo a consuntivo (denominato PC) e un nuovo metodo standardizzato (denominato PS);</li> <li>• nuove definizioni dei concetti di consumo di baseline e di risparmio energetico addizionale. Per consumo di baseline si intende il consumo di energia primaria del sistema tecnologico assunto come punto di riferimento ai fini del calcolo dei risparmi energetici addizionali per i quali sono riconosciuti i Certificati Bianchi. Il consumo di baseline è dato dal minor valore tra il consumo antecedente alla realizzazione del progetto di efficienza energetica e il consumo di riferimento. Nel caso di nuovi impianti, edifici o siti comunque denominati per i quali non esistono valori di consumi energetici antecedenti all'intervento, il consumo di baseline è pari al consumo di riferimento. Per risparmio energetico addizionale si intende la differenza, in termini di energia primaria (espressa in TEP), fra il consumo di baseline e il consumo energetico conseguente alla realizzazione di un progetto. Tale risparmio è determinato, con riferimento al medesimo servizio reso, assicurando una normalizzazione delle condizioni che influiscono sul consumo energetico;</li> <li>• la revisione della taglia minima dei progetti. I progetti standardizzati devono aver generato, nel corso dei primi 12 mesi del periodo di monitoraggio, una quota di risparmio addizionale non inferiore a 5 TEP. I progetti a consuntivo devono aver</li> </ul>	2005 – n.d.

			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Soggetti pubblici e privati che hanno nominato un esperto in gestione dell'energia certificato UNI CEI 11339</li> <li>• Soggetti pubblici e privati in possesso di un sistema di gestione dell'energia certificato ISO 50001</li> </ul>	<p>generato, nel corso dei primi 12 mesi del periodo di monitoraggio, una quota di risparmio addizionale non inferiore a 10 TEP;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• l'abolizione del coefficiente di durabilità "tau" che anticipava temporalmente i flussi di cassa rispetto agli effettivi risparmi energetici conseguiti. Con il nuovo D.M la vita tecnica torna a coincidere con la vita utile dell'intervento, limitata al massimo a dieci anni. All'atto della presentazione della domanda, tuttavia, il soggetto proponente può richiedere che, per la metà della durata della vita utile del progetto, il volume di Certificati Bianchi erogati sia moltiplicato per il fattore K1 =1,2; in tali casi, per la rimanente durata della vita utile, il numero di Certificati Bianchi erogati a seguito delle rendicontazioni dei risparmi effettivamente conseguiti e misurati è moltiplicato per il fattore K2 =0,8;</li> <li>• la tipologia dei Certificati torna a essere di quattro tipi: Titoli di tipo I, II, III, e IV. Scompaiono i Titoli di tipo II-CAR, di tipo V, di tipo IN e di tipo E.</li> </ul> <p>Le nuove Linee guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei Certificati Bianchi, che sostituiscono quelle in vigore fino a tutto il 2016 (delibera AEEGSI EN 9/11) sono contenute negli Allegati 1 e 2 al D.M. 11 gennaio 2017. L'Allegato 3 contiene, invece, un elenco delle tipologie di progetti ammissibili e i relativi valori della vita utile</p>	
Detrazione fiscale per ristrutturazioni edilizie	Finanziaria	Raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica e di produzione di energia da FER	Contribuenti titolari di edifici esistenti	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i></p> <p>La misura disciplinata dall'art. 16-bis del DPR n. 917/86 e successivamente prorogata da più provvedimenti normativi prevede la possibilità di detrarre dall'IRPEF (l'imposta sul reddito delle persone fisiche) una % degli oneri sostenuti per ristrutturare le abitazioni e le parti comuni degli edifici residenziali situati nel territorio dello Stato. Dal 1° gennaio 2012 l'agevolazione è stata resa permanente dal decreto legge n. 201/2011 e inserita tra gli oneri detraibili dall'Irpef. La percentuale detraibile, inizialmente pari al 36%, è stata successivamente innalzata al 50%, seppure non in maniera strutturale. La legge di bilancio 2017 (legge n. 232 dell'11 dicembre 2016) ha prorogato al 31 dicembre 2017 la possibilità di usufruire della maggiore detrazione Irpef (50%), confermando il limite massimo di spesa di 96.000 euro per unità immobiliare. La proposta di legge di bilancio 2018, attualmente in discussione, intende prorogare la detrazione del 50% anche al 2018.</p> <p>Tra le varie tipologie di lavori per i quali è prevista la detrazione fiscale rientrano anche gli "interventi finalizzati alla cablatura degli edifici, al contenimento dell'inquinamento acustico, al conseguimento di risparmi energetici, all'adozione di misure di sicurezza statica e antisismica degli edifici, all'esecuzione di opere interne". Alla realizzazione di interventi finalizzati al risparmio energetico è equiparata a tutti gli effetti la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili asserviti ad unità abitative, come ad esempio gli impianti fotovoltaici.</p>	1998–n.d.
Detrazione fiscale per riqualificazioni energetiche	Finanziaria	Raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica e di produzione di energia termica da	Contribuenti titolari di edifici esistenti	<p><i>Misura implementata, prevista dal PAN.</i></p> <p>Misura istituita dalla Legge Finanziaria 2007 e successivamente prorogata e potenziata da più provvedimenti normativi che prevede la possibilità di detrarre dall'IRPEF (l'imposta sul reddito delle persone fisiche) o dall'IRES (Imposta sul Reddito delle Società) una parte degli oneri sostenuti per la riqualificazione energetica degli edifici. La legge di bilancio</p>	2007–n.d.

		FER		<p>2017 (legge n. 232 dell'11 dicembre 2016) ha prorogato al 31 dicembre 2017, nella misura del 65%, la detrazione fiscale (dall'Irpef e dall'Ires) per gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici.</p> <p>Gli interventi ammessi sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• i lavori che permettono il raggiungimento di un indice di prestazione energetica per la climatizzazione invernale non superiore ai valori definiti dal decreto del Ministro dello Sviluppo economico dell'11 marzo 2008 - Allegato A (detrazione massima 100.000 €);</li> <li>• interventi su edifici esistenti, parti di edifici esistenti o unità immobiliari, riguardanti strutture opache verticali, strutture opache orizzontali, finestre comprensive di infissi, fino a un valore massimo della detrazione di 60.000 € (la condizione per fruire dell'agevolazione è che siano rispettati determinati requisiti di trasmittanza termica);</li> <li>• installazione di pannelli solari per la produzione di acqua calda per usi domestici o industriali e per la copertura del fabbisogno di acqua calda in piscine, strutture sportive, case di ricovero e cura, istituti scolastici e università (detrazione massima 60.000 €);</li> <li>• sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con impianti dotati di caldaie a condensazione e contestuale messa a punto del sistema di distribuzione (detrazione massima 30.000 €);</li> <li>• sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con pompe di calore ad alta efficienza e con impianti geotermici a bassa entalpia (detrazione massima 30.000 €);</li> <li>• sostituzione di scaldacqua tradizionali con scaldacqua a pompa di calore dedicati alla produzione di acqua calda sanitaria (detrazione massima 30.000 €).</li> <li>• acquisto e posa in opera delle schermature solari di cui all'allegato M al D.Lgs. 311/2006 (detrazione massima di 60.000 €);</li> <li>• acquisto e posa in opera di impianti di climatizzazione invernale dotati di generatori di calore alimentati da biomasse combustibili (detrazione massima di 30.000 €);</li> <li>• acquisto, installazione e messa in opera di dispositivi multimediali per il controllo da remoto degli impianti di riscaldamento o produzione di acqua calda o di climatizzazione delle unità abitative, volti ad aumentare la consapevolezza dei consumi energetici da parte degli utenti e a garantire un funzionamento efficiente degli impianti.</li> </ul> <p>La proposta di legge di bilancio 2018, attualmente in discussione, conferma l'ecobonus anche per il 2018, ma con alcune novità, anche nelle percentuali detraibili (per taluni interventi potrebbero scendere al 50%)</p>	
Contributi per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e per interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni (D.Lgs. 28/2011,	Finanziaria	Raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica e di produzione di energia termica da FER	Amministrazioni pubbliche e soggetti privati, (persone fisiche, condomini e soggetti titolari di reddito di impresa o di reddito agrario)	<p><i>Misura esistente e implementata, prevista dal PAN.</i></p> <p>Il DM 16/02/2016 "Aggiornamento della disciplina per l'incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili" prevede che gli interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di incremento dell'efficienza energetica di piccole dimensioni abbiano accesso ad un incentivo commisurato alla produzione di energia termica da fonti rinnovabili o ai risparmi energetici generati.</p>	2012 – n.d.

art. 28, D.M. 28/12/2012, DM 16/02/2016 “Conto Termico”)				<p>Sono incentivate due categorie di intervento:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) interventi di incremento dell'efficienza energetica in edifici esistenti;</li> <li>2) interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di sistemi ad alta efficienza.</li> </ol> <p>I soggetti ammessi al meccanismo sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- le amministrazioni pubbliche (PA), relativamente alla realizzazione di uno o più degli interventi di cui alle Categoria 1 e Categoria 2;</li> <li>- i soggetti privati, intesi come persone fisiche, condomini e soggetti titolari di reddito di impresa o di reddito agrario, relativamente alla realizzazione di uno o più degli interventi di cui alla Categoria 2.</li> </ul> <p>Il Decreto prevede un impegno di spesa annua cumulata che non può essere superato e differenziato per i Soggetti pubblici e privati:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 200 milioni di euro per interventi realizzati/da realizzare da parte della PA;</li> <li>- 700 milioni di euro per interventi realizzati/da realizzare da parte di Soggetti privati.</li> </ul>	
Obbligo di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici di nuova costruzione e negli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazioni rilevanti (D.Lgs. 28/2011, art. 11)	Normativa	50% copertura consumi di acqua calda sanitaria e percentuale variabile di copertura dei consumi di riscaldamento e raffrescamento	Utenti finali titolari di edifici di nuova costruzione o ristrutturazione	<p><i>Misura implementata, prevista dal PAN.</i></p> <p>I progetti di edifici di nuova costruzione e i progetti di ristrutturazioni rilevanti degli edifici esistenti devono prevedere l'utilizzo di FER per la copertura dei consumi di calore, di elettricità e per il raffrescamento secondo i principi minimi di integrazione e le decorrenze indicate all'allegato 3 al D.Lgs. 28/2011.</p> <p>In particolare, deve essere garantito il contemporaneo rispetto della copertura, tramite energia da FER, del 50% dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria e delle sottoelencate percentuali della somma dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- il 20% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 31 maggio 2012 al 31 dicembre 2013;</li> <li>- il 35% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2017;</li> <li>- il 50% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è rilasciato dal 1° gennaio 2018.</li> </ul> <p>Secondo quanto stabilito dall'Allegato 3 del D.Lgs. 28/2011 le soglie sopra indicate sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- incrementate del 10% per gli edifici pubblici</li> <li>- ridotte del 50% nei centri storici (zone A).</li> </ul> <p>Gli impianti alimentati da FER realizzati per assolvere i precedenti obblighi accedono agli incentivi previsti per la promozione delle FER per la quota che eccede quella necessaria per il rispetto dei sopra citati obblighi. L'inosservanza degli obblighi comporta il non rilascio del titolo edilizio. Le Regioni hanno la facoltà di stabilire quote minime più rigorose rispetto a quanto già previsto nel decreto.</p>	Giugno 2012 – n.d.
<b>MISURE RELATIVE AL SETTORE DELL'ELETTRICITA'</b>					
Nuovi meccanismi incentivanti	Finanziaria	Raggiungimento degli obiettivi di	Investitori / Utenti finali	<i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i>	2013 – 2017

<p>(D. Lgs. 28/2011, art. 24 e D.M. 06/07/2012 e D.M. 23/6/2016)</p>		<p>produzione di energia elettrica da FER</p>		<p>Il D. Lgs. 28/2011 ha previsto che gli impianti (esclusi quelli solari) in esercizio dal 2013, sarebbero stati incentivanti con nuovi strumenti, sostitutivi dei Certificati Verdi e delle Tariffe Onnicomprensive.</p> <p>Il 29 giugno 2016 è stato pubblicato il D.M. 23 giugno 2016 che ha aggiornato i meccanismi già introdotti dal D.M. 6 luglio 2012 per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi da quelli fotovoltaici. Lo stesso Decreto ha incluso tra gli impianti ammissibili ai suddetti meccanismi i solari termodinamici, abrogando il D.M. 11 aprile 2008.</p> <p>Gli incentivi previsti dal Decreto si applicano agli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, in esercizio dal 1° gennaio 2013. Sono previsti contingenti di potenza incentivabile, divisi per tipologia di fonte e di impianto e ripartiti secondo la modalità di accesso agli incentivi (Aste; Registri per interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione, potenziamento e ibridi; Registri per rifacimenti; Accesso Diretto). Il nuovo Decreto ha previsto un'unica sessione, tenutasi entro fine 2016 per l'assegnazione di tutta la potenza dei diversi contingenti dei registri, dei registri per interventi di rifacimento e delle procedure d'asta. E' altresì possibile l'Accesso Diretto agli incentivi, disponibile per gli impianti di "piccola taglia", che entrino in esercizio entro fine 2017.</p> <p>Il costo indicativo cumulato medio di tutte le tipologie di incentivo riconosciute agli impianti non fotovoltaici, denominato "contatore FER", da calcolarsi secondo specifiche modalità, non può eccedere il valore di 5,8 miliardi di euro annui: al raggiungimento di tale limite si determinerebbe la cessazione anche dell'incentivazione in accesso diretto.</p> <p>Il decreto prevede due modalità di incentivazione:</p> <p>A) una tariffa incentivante onnicomprensiva (To) per gli impianti di potenza fino a 500 kW, determinata dalla somma tra una tariffa incentivante base e l'ammontare di eventuali premi</p> <p>B) un incentivo (I) per gli impianti di potenza superiore a 500 kW, calcolato come differenza tra la tariffa incentivante base - a cui vanno sommati eventuali premi a cui ha diritto l'impianto - e il prezzo zonale orario dell'energia (riferito alla zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto). L'energia prodotta dagli impianti che accedono all'incentivo (I) resta nella disponibilità del produttore.</p> <p>L'accesso agli incentivi stabiliti dal D.M. 23 giugno 2016 è alternativo ai meccanismi dello scambio sul posto e del ritiro dedicato.</p>	
--	--	---	--	--	--

#### MISURE RELATIVE AL SETTORE DEI TRASPORTI

<p>Obbligo di immissione in consumo di biocarburanti (L. 11/03/2006 n.81; D.Lgs. 28/2011, art. 33 e s.m.i, D.M. 10 ottobre 2014;</p>	<p>Normativa – Finanziaria</p>	<p>Diffusione dei biocarburanti sostenibili (target comunitario al 2020: 10% dei consumi dei trasporti coperti mediante fonti</p>	<p>Soggetti che immettono in consumo carburanti fossili</p>	<p><i>Misura implementata, prevista dal PAN.</i></p> <p>I soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio di origine fossile per autotrazione hanno l'obbligo di immettere in consumo nel territorio nazionale una quota minima di biocarburanti crescente nel tempo; i medesimi soggetti possono assolvere al predetto obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri soggetti. Tale sistema ("obbligo di immissione"), introdotto dalla legge 11 marzo 2006, n.81, e aggiornato dal D.Lgs. 20/2011, dal D.M. 10 ottobre 2014 e dal D.M. 13 dicembre 2017, costituisce l'incentivo all'impiego di biocarburanti nei trasporti.</p>	<p>2007 – n.d.</p>
--	--------------------------------	---	---	--	--------------------

D.Lgs. 51/2017; D.M. 13 dicembre 2017)		rinnovabili)		<p>Per il periodo dal 2012 al 2014 la suddetta quota minima di biocarburanti da immettere in consumo, calcolata sulla base del potere calorifico dei carburanti fossili immessi in consumo nell'anno precedente, è stata pari al 4,5%.</p> <p>Il D.M. 10 ottobre 2014 ha aggiornato i criteri, le condizioni e le modalità per l'attuazione dell'obbligo. In particolare il decreto ha determinato per gli anni successivi al 2015 il quantitativo minimo di biocarburanti da immettere obbligatoriamente in consumo ciascun anno, basato ora sul contenuto energetico dei carburanti fossili immessi in consumo nel medesimo anno solare, e la sua ripartizione in quote differenziate tra diverse tipologie di biocarburanti. Il suddetto decreto ha introdotto la categoria dei biocarburanti avanzati, prodotti esclusivamente a partire dalle materie prime elencate nell'allegato I, parte 2-bis, parte A del D.Lgs. 28/2011 così come modificato dal D.Lgs. 51/2017. Recentemente il D.M. 13 dicembre 2017 ha aggiornato le percentuali minime di obbligo di immissione in consumo con riferimento ai biocarburanti e ai biocarburanti avanzati per gli anni 2018, 2019 e 2020.</p> <p>Di norma, per ogni 10 Gcal di biocarburante immesso, si ha diritto ad un "certificato di immissione in consumo. Per alcuni biocarburanti sono previste "maggiorazioni" in termini di certificati ottenibili a parità di biocarburante immesso in consumo. In particolare, l'immissione in consumo dei biocarburanti prodotti a partire da rifiuti, compreso il gas di discarica e da sottoprodotti,(art. 33, comma 5 del decreto legislativo del 3 marzo 2011, n. 28 e successive modifiche e integrazioni), e dei biocarburanti avanzati, dà diritto a ricevere un certificato ogni 5 Gcal immesse (<i>double counting</i>). I sottoprodotti ammessi al <i>double counting</i> sono inseriti in una lista esaustiva (art. 33 comma 5-ter). La maggiorazione <i>double counting</i>, inoltre, si applica a tutti i biocarburanti prodotti da alghe, materie cellulosiche o lignocellulosiche.</p>	
D.Lgs. 51/2017 di attuazione della direttiva 2015/652 e della direttiva 2015/1513	Normativo	Garantire una riduzione delle emissioni di gas serra del ciclo di vita dei carburanti impiegati nei trasporti e dell'elettricità consumata da veicoli stradali. Avviare la transizione dai biocarburanti convenzionali ai biocarburanti che consentono una maggiore riduzione delle emissioni di gas a effetto serra	Operatori delle filiere dei bioliquidi/ biocarburanti e della filiera dei carburanti fossili e dell'elettricità consumata da veicoli stradali	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN</i></p> <p>I soggetti che immettono in consumo carburanti dovranno garantire che per l'anno 2020 le emissioni di gas serra del ciclo di vita dei prodotti immessi in consumo siano inferiori almeno del 6% rispetto ad un valore di riferimento. E' stata stabilita la metodologia di calcolo per misurare le emissioni di tali prodotti e i valori di default da utilizzare per le filiere fossili.</p> <p>Ai fini del raggiungimento dell'obiettivo 2020 relativo al contributo delle rinnovabili sui consumi finali lordi, il massimo contributo comune dei biocarburanti e dei bioliquidi prodotti a partire dai cereali e da altre colture amidacee, zuccherine e oleaginose e da colture coltivate su superfici agricole come colture principali soprattutto a fini energetici non è superiore al 7% del consumo finale di energia nei trasporti nel 2020.</p> <p>E' stato inoltre fissato un obiettivo nazionale, da conseguire nel 2020, pari almeno al 0,5%, in contenuto energetico, di immissione in consumo di biocarburanti avanzati, espresso come percentuale della quota di energia da fonti rinnovabili in tutte le forme di trasporto nel 2020.</p> <p>E' stato altresì previsto che possano beneficiare di meccanismi premianti non più tutti i biocarburanti prodotti da rifiuti e residui, ma solo quelli provenienti dalle materie inserite in uno specifico elenco.</p>	2017 - 2020

D.Lgs. 257/2016 di attuazione della direttiva 94/2014 sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi	Normativo	Fornire requisiti e linee guida per la realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi al fine di ridurre la dipendenza dal petrolio e attenuare l'impatto ambientale nel settore dei trasporti.	Enti pubblici	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN</i></p> <p>La misura mira a diminuire l'uso di carburanti tradizionali, favorendo dunque vettori energetici alternativi, tra cui elettricità, GNC, GNL, vettori che includono/possono includere componenti crescenti provenienti da fonti energetiche rinnovabili.</p> <p>Entro il 31 dicembre 2020 verrà realizzato un numero adeguato di punti di ricarica per la mobilità elettrica accessibili al pubblico. La loro quantità è fissata tenendo conto, fra le altre cose, del numero stimato di veicoli elettrici che saranno immatricolati entro la fine del 2020.</p> <p>Gli enti pubblici, al momento della sostituzione del parco autoveicoli, autobus e mezzi di servizio, sono obbligati all'acquisto di almeno il 25% di veicoli a GNC, GNL, veicoli elettrici e veicoli a funzionamento ibrido.</p> <p>Entro il 31 dicembre 2017, i Comuni saranno tenuti ad adeguare i propri regolamenti in modo da garantire la predisposizione all'allaccio per la ricarica dei veicoli elettrici per gli immobili di nuova costruzione o ristrutturati che rispondono a determinati parametri (una superficie superiore a 500 metri quadrati per immobili a uso non residenziale e almeno dieci unità abitative per quelli residenziali di nuova costruzione). Gli spazi auto dotati di colonnine devono essere non inferiore al 20% dei totali.</p> <p>Le Regioni, in caso di autorizzazione alla realizzazione di nuovi impianti di distribuzione carburanti e di ristrutturazione di quelli esistenti, devono prevedere l'obbligo di infrastrutture di ricarica elettrica "di potenza elevata almeno veloce", ovvero compresa tra 22 kW e 50 kW.</p> <p>Completa il quadro una azione di informazione al cittadino: comunicazioni chiare, un'etichettatura standardizzata e indicazioni puntuali nei punti di ricarica e rifornimento sono condizioni base per permettere al consumatore finale di usufruire al meglio del cambiamento e contribuire attivamente a un'ulteriore spinta in avanti verso pratiche quotidiane di mobilità sostenibile.</p>	2017 - 2020
<b>MISURE RELATIVE ALLE RETI ELETTRICHE</b>					
Autorizzazione delle opere di connessione alle reti elettriche (D.Lgs. 28/2011, art.4 e 16)	Normativa	Coordinamento tra lo sviluppo degli impianti di produzione e della rete elettrica	Gestori di rete	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i></p> <p>La costruzione e l'esercizio di talune opere di sviluppo della rete sono autorizzati dalla Regione competente attraverso un procedimento unico. Possono beneficiare di questo iter autorizzativo le opere funzionali all'immissione e al ritiro dell'energia prodotta da una pluralità di impianti e non previste all'interno dei preventivi di connessione sottoscritti tra il gestore di rete e i proprietari degli impianti. Beneficiano del procedimento unico anche le opere e le infrastrutture delle reti di distribuzione funzionali al miglior dispacciamento dell'energia prodotta da impianti già in esercizio.</p>	Marzo 2011 – n.d.
Piano di sviluppo della rete di	Normativa	Pianificazione dello sviluppo	Gestore del sistema di trasmissione	<i>Misura implementata, prevista dal PAN.</i>	Marzo 2011 – n.d.

trasmissione nazionale (D.Lgs. 28/2011, art.17)		della rete di trasmissione nazionale	nazionale (TERNA s.p.a)	<p>Terna S.p.A. include, in una specifica sezione del Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, gli interventi che beneficiano del procedimento unico sopra descritto, tenendo conto dei procedimenti di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti in corso.</p> <p>Nella medesima sezione del Piano, Terna individua inoltre gli interventi di potenziamento della rete che risultano necessari per assicurare l'immissione e il ritiro integrale dell'energia prodotta dagli impianti a fonte rinnovabile. Tra questi interventi sono inclusi anche i sistemi di accumulo per facilitare il dispacciamento delle FER non programmabili.</p> <p>Riguardo agli investimenti in sistemi di accumulo fissati nel Piano di sviluppo, il Ministero dello sviluppo economico ha approvato la realizzazione di un programma sperimentale per una potenza complessiva di 35 MW, che l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (AEEGSI) ha ammesso al trattamento incentivante mediante sei progetti pilota applicati lungo alcune direttrici critiche della RTN, dove in passato più rilevante è stato il fenomeno della c.d. "mancata produzione da fonti rinnovabili".</p>	
Remunerazione degli interventi sulla rete di trasmissione nazionale (D.Lgs. 28/2011, art.17)	Finanziaria	Adeguamento della rete di trasmissione allo sviluppo degli impianti FER.	Gestore della rete di trasmissione nazionale (TERNA s.p.a)	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i></p> <p>L' Autorità per l'energia elettrica e il gas assicura la remunerazione degli investimenti per la realizzazione e la gestione delle opere previste nella sezione sopra descritta del Piano di sviluppo, tenendo conto dell'efficacia ai fini del ritiro dell'energia da fonti rinnovabili, della rapidità di esecuzione ed entrata in esercizio delle opere, anche con riferimento, in modo differenziato, a ciascuna zona del mercato elettrico e alle diverse tecnologie di accumulo.</p>	Marzo 2011 – n.d.
Remunerazione degli interventi sulle reti di distribuzione (D.Lgs. 28/2011, art.18)	Finanziaria	Adeguamento delle reti di distribuzione allo sviluppo degli impianti FER	Gestori di reti di distribuzione	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i></p> <p>È prevista una maggiorazione della remunerazione del capitale investito per interventi di ammodernamento secondo i concetti di smart grid.</p> <p>Tali interventi consistono in sistemi per il controllo, la regolazione e la gestione dei carichi e delle unità di produzione, inclusi i sistemi di ricarica di auto elettriche.</p> <p>Il livello di remunerazione tiene conto della dimensione del progetto, in termini di utenze attive coinvolte, grado di innovazione, rapidità di esecuzione ed entrata in esercizio delle opere, efficacia ai fini del ritiro integrale della produzione distribuita.</p> <p>Il regolatore ha provveduto a selezionare sette progetti pilota relativi all'introduzione di tecnologie innovative sulla rete di distribuzione, sulla base del rapporto tra l'indicatore dei benefici e il costo del progetto pilota.</p>	Marzo 2011 – n.d.
Piani di sviluppo delle reti di distribuzione (D.Lgs. 28/2011, art.18)	Normativa	Pianificazione dello sviluppo delle reti di distribuzione	Gestori di reti di distribuzione	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i></p> <p>I gestori di reti di distribuzione pubblicano annualmente un Piano di sviluppo in cui sono indicati i principali interventi e la previsione dei relativi tempi di realizzazione, anche al fine di favorire lo sviluppo coordinato della rete e degli impianti di produzione.</p> <p>I piani sono redatti in coordinamento con TERNA e sono coerenti con quanto previsto dal Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale.</p>	Marzo 2011 – n.d.
Aggiornamento delle condizioni tecnico economiche di accesso alle reti	Normativa	Assicurare l'integrazione delle fonti rinnovabili nel	Produttori e Gestori di rete	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i></p> <p>L'AEEGSI aggiorna biennialmente il testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli Impianti</p>	Marzo 2011 – n.d.

(D.Lgs. 28/2011, art.19)		sistema elettrico nella misura necessaria per il raggiungimento degli obiettivi al 2020		di produzione (TICA, testo integrato delle connessioni attive) ed effettua un'analisi quantitativa degli oneri di sbilanciamento gravanti sul sistema elettrico connessi al dispacciamento di ciascuna delle fonti rinnovabili non programmabili, valutando gli effetti delle disposizioni previste nel TICA. Il regolatore, laddove ricorrano mutate condizioni del mercato, provvede ad aggiornare i propri provvedimenti in materia di connessione degli impianti anche con cadenza inferiore a quanto stabilito dal D.Lgs. 28/2011.	
Realizzazione da parte del gestore di rete di sistemi di accumulo (D.Lgs. 93/2011, art.36)	Normativa	Garantire l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico	Gestori di rete	<i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i> Il D.Lgs. 28/2011 consente al gestore della RTN di inserire nel proprio Piano di Sviluppo della rete sistemi di accumulo dell'energia elettrica, finalizzati a favorire il servizio di dispacciamento degli impianti non programmabili. Il D.Lgs. 93/2011 prevede che tali sistemi possano essere realizzati anche dai gestori del sistema di distribuzione.	Giugno 2011 – n.d.
Semplificazione per la connessione degli impianti FTV (DM 19/05/2015)	Normativa	Favorire la connessione degli impianti FTV integrati su edifici	Produttori/gestori di rete	<i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i> Il decreto prevede l'adozione di un modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici, con potenza inferiore a 20kW.	Maggio 2015 – n.d.
Aggregazione di impianti di generazione e di utenze (D.lgs. 102/2014)	Normativa	Efficientare il mercato elettrico evitando l'interruzione della produzione rinnovabile.	Produttori/consumatori/gestori di rete	<i>Misura programmata, integrativa del PAN.</i> Il D.Lgs. 102/2014 prevede la possibilità di creare aggregati di impianti di generazione e di utenze per l'accesso all'offerta aggregata e per fornire dei servizi di flessibilità, affidandoli a soggetti in grado di garantire efficacemente tale aggregazione. I gestori di rete devono definire le regole per organizzare la partecipazione di queste nuove formazioni. L'Autorità ha attivato dei progetti pilota che consentiranno di acquisire elementi utili per la riforma a regime del dispacciamento e riguardano la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento, anche in forma aggregata, della domanda e delle unità di produzione ad oggi non abilitate, ivi incluse le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.	Luglio 2014 – n.d.

#### MISURE RELATIVE ALLE RETI DEL GAS NATURALE

Condizioni per la connessione alla rete del gas naturale degli impianti di biometano. (D.Lgs. 28/2011, art.20)	Normativa	Immissione del biometano nella rete del gas naturale	Produttori di biometano e gestori della rete del gas naturale	<i>Misura programmata, integrativa del PAN.</i> Con la delibera 46/2015/R/gas del 12 febbraio 2015, l'AEEGSI ha approvato le direttive per la connessione degli impianti di biometano alle reti del gas naturale, per cui i gestori di rete dovranno adeguare i propri codici di rete, e le disposizioni in materia di determinazione delle quantità di biometano ammissibili all'incentivazione. L'allegato A della delibera contiene: - nella Sezione I, le direttive per il biometano, sviluppate in coerenza con gli obiettivi indicati dal decreto legislativo n. 28/11 volte a garantire la sicurezza e l'efficienza tecnica nella gestione delle reti del gas, a rendere trasparenti e certe le procedure di connessione alle reti e a garantire l'economicità della connessione, al fine di favorire un ampio utilizzo del biometano;	2011 – n.d.
--	-----------	--	---	---	-------------

				<p>- nella Sezione II le disposizioni relative alle modalità di misurazione, determinazione e certificazione della quantità di biometano da ammettere agli incentivi ai sensi del decreto 5 dicembre 2013.</p> <p>Con la delibera 204/2016/R/gas del 28 aprile 2016 l'AEEGSI ha approvato una modifica del Codice di Rete del Trasporto della società Snam Rete Gas S.p.A. volta a recepire le Direttive per la connessione degli impianti di biometano alle reti del gas naturale, di cui alla delibera 46/2015/R/gas.</p> <p>Con la delibera 299/2016/R/gas del 9 giugno 2016 l'AEEGSI ha approvato una proposta di aggiornamento del codice di rete del trasporto della società Infrastrutture Trasporto Gas S.p.A. in materia di biometano volta a recepire le Direttive per la connessione degli impianti di biometano alle reti del gas naturale, di cui alla delibera 46/2015/R/gas.</p> <p>Con la delibera 239/2017/R/gas del 13 aprile 2017 l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato all'aggiornamento delle Direttive per la connessione degli impianti di biometano alle reti del gas naturale, di cui alla delibera 46/2015/R/gas</p> <p>Con il DCO 484/2017/R/gas del 28 giugno 2017, l'Autorità ha effettuato una consultazione volta all'aggiornamento delle Direttive per la connessione degli impianti di biometano alle reti del gas, di cui alla delibera 46/2015/R/gas, a seguito degli sviluppi della normativa tecnica di settore nazionale e comunitaria, nell'ambito del mandato M/475 del CEN, ivi inclusi l'approvazione della norma tecnica CEN 16723-1 che ha determinato la fine dello standstill per quanto riguarda le specifiche di qualità per il biometano da immettere nelle reti del gas naturale.</p>	
Incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale (D.Lgs. 28/2011, art.21, D.M. 5 dicembre 2013)	Finanziaria	Immissione del biometano nella rete del gas naturale	Produttori di biometano,	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i></p> <p>Il DM 5 dicembre 2013, di incentivazione del biometano, si applica:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ai nuovi impianti realizzati sul territorio nazionale entrati in esercizio successivamente al 18 dicembre 2013 e non oltre i cinque anni successivi a tale data;</li> <li>- agli impianti esistenti, realizzati sul territorio nazionale, per la produzione e utilizzazione di biogas (o gas da discarica, gas da depurazione di fanghi, syngas) che successivamente al 18 dicembre 2013 e non oltre i cinque anni successivi siano stati convertiti, parzialmente o totalmente, alla produzione di biometano.</li> </ul> <p>Il Decreto prevede tre tipologie di incentivazione per il biometano immesso nella rete del gas naturale, a seconda della sua destinazione d'uso:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- il rilascio di Certificati di Immissione in Consumo (CIC) per il biometano immesso nella rete del gas naturale con destinazione specifica per i trasporti;</li> <li>- un incentivo monetario per il biometano immesso nella rete di trasporto o di distribuzione del gas naturale, senza specifica destinazione d'uso;</li> <li>- un incentivo monetario tramite le tariffe per la produzione di energia elettrica previste dal DM 6 luglio 2012 riferite al biogas, per il biometano immesso nella rete del gas naturale e utilizzato in impianti di cogenerazione ad alto rendimento.</li> </ul> <p>La produzione di biometano è incentivata tipicamente per 20 anni..</p> <p>Con la delibera 208/2015/R/gas del 7 maggio 2015 l'AEEGSI ha approvato le modalità di copertura tariffaria delle incentivazioni del biometano immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale, ivi incluse le eventuali differenze tra costi e ricavi sostenuti</p>	2013 – n.d.

				<p>dal GSE per il ritiro/ vendita del biometano, mediante l'utilizzo del "Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale" alimentato dal gettito di due componenti tariffarie obbligatorie per il servizio di distribuzione e trasporto del gas.</p> <p>Con la delibera 210/2015/R/gas del 7 maggio 2015 l'AEEGSI ha stabilito le Direttive in tema di processi di mercato relativi all'immissione di biometano nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale funzionali a disciplinare le modalità di allocazione delle immissioni e dei prelievi nella rete di trasporto e distribuzione del gas naturale e di ritiro dedicato del biometano stesso da parte del GSE ai sensi del DM 5 dicembre 2013, al fine di favorire l'ampio utilizzo del biometano. Il provvedimento reca, tra l'altro, le condizioni per consentire l'accesso agevolato del GSE al PSV, da parte del Responsabile del Bilanciamento.</p> <p>Con la deliberazione 806/2016/R/gas del 28 dicembre 2016, l'AEEGSI ha approvato una modifica del Codice di Rete del Trasporto della società Snam Rete Gas S.p.A. finalizzata al recepimento delle Direttive della medesima AEEGSI in tema di processi di mercato relativi all'immissione di biometano nella rete di trasporto e di distribuzione del gas naturale, di cui alla delibera 210/2015/R/gas.</p> <p>Al fine di agevolare ulteriormente l'accesso alle incentivazioni, il 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, ha posto in consultazione pubblica, a partire dal 13 dicembre 2016 fino al 13 gennaio 2017, una bozza di nuovo decreto interministeriale per l'utilizzo del biometano e dei biocarburanti, compresi quelli avanzati.</p>	
--	--	--	--	---	--

**MISURE RELATIVE ALLE RETI DI TELERISCALDAMENTO E TELERAFFRESCAMENTO**

Titoli di Efficienza Energetica per le reti di Teleriscaldamento	Finanziaria	Supporto alla realizzazione delle infrastrutture	Investitori privati Operatori	<p><i>Misura esistente, integrativa del PAN.</i></p> <p>Le reti TLR possono accedere al meccanismo incentivante dei Certificati Bianchi o Titoli di Efficienza Energetica (TEE). I titoli spettanti alle reti TLR alimentate da impianti cogenerativi ad alto rendimento sono calcolati secondo la metodologia prevista dal D.M 5/9/2011 che definisce il regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento.</p> <p>Fino all'entrata in vigore del DM 11/01/2017, le reti TLR alimentate da impianti non cogenerativi oppure che non ricadono tra quelli considerati dal D.M.5/9/2011, ha trovato applicazione quanto previsto dalla scheda tecnica 22T: "applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria".</p> <p>Con l'entrata in vigore del DM 11/01/2017 in materia di TEE la scheda 22T è stata abolita, tuttavia tra gli interventi ammissibili per il riconoscimento dei titoli di cui alla tabella 1 dell'Allegato 2 del DM, vengono ricompresi anche i seguenti:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- installazione di componenti per il recupero di calore, qualora non tecnicamente possibile nella situazione ex ante, anche a servizio di reti di teleriscaldamento e/o</li> </ul>	2011 - nd
--	-------------	--	-------------------------------	---	-----------

				<p>teleraffrescamento;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- efficientamento di reti di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento esistenti;</li> <li>- posa reti di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento;</li> <li>- installazione di caldaie a servizio di reti di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento</li> </ul>	
Accisa agevolata	Fiscale	Promozione del teleriscaldamento	Operatori	<p><i>Misura esistente</i></p> <p>Il TLR gode di alcuni benefici fiscali rispetto alla produzione di calore presso gli utilizzatori civili finali. I consumi di combustibile impiegati nei gruppi di cogenerazione e nelle caldaie di integrazione direttamente connesse alla medesima rete di teleriscaldamento beneficiano dell'aliquota di accisa agevolata per usi industriali (e della relativa quota parte di aliquota agevolata per usi elettrici), subordinatamente al verificarsi di alcune condizioni (cogenerazione ad alto rendimento e rapporto elettricità/calore &gt; 10%). In difetto di tale requisito, tali consumi sono assoggettati all'aliquota di accisa per usi civili.</p>	2007 - n.d
Credito di imposta	Fiscale	Promozione del teleriscaldamento	Operatori	<p><i>Misura esistente</i></p> <p>La legge 23 dicembre 1998 n. 448 (Finanziaria 1999) ha istituito un credito d'imposta per ogni chilowattora (kWh) di calore fornito tramite reti di teleriscaldamento alimentate a biomassa o da energia geotermica, nei comuni situati in specifiche zone climatiche. L'agevolazione consiste in un credito d'imposta pari a 0,01033 € per ogni kWh di calore fornito. Il Decreto legge 30 settembre 2000, n. 268, convertito con la legge 23 novembre 2000, n. 354 ha aggiunto un'ulteriore agevolazione pari a 0,01549 € per kWh, portando dunque il credito d'imposta a 0,02582 € per kWh di calore erogato. Più volte prorogate, tali agevolazioni sono state rese stabili con Legge 203/2008 (Finanziaria 2009). Dal 1° gennaio 2014, questo ammontare va decurtato del 15% in virtù delle misure previste dal Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 21 marzo 2014.</p>	1998 - n.d
Fondo di garanzia per il teleriscaldamento (D.Lgs. 28/2011, art. 22)	Finanziaria	Supporto alla realizzazione delle infrastrutture	Investitori	<p><i>Misura esistente, integrativa del PAN.</i></p> <p>E' istituito un fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento, finanziato da un corrispettivo applicato al consumo di gas metano (inizialmente esso è pari a 0,05 c€/Sm3, posto a carico dei clienti finali). Le risorse destinate al fondo sono state assegnate al Fondo nazionale Efficienza Energetica istituito dall'art. 15 del D.Lgs. 102/2014.</p>	2012 - n.d
Fondo nazionale efficienza energetica (D.Lgs. 102/2014, art. 15)	Finanziaria	Sostegno al finanziamento di interventi di efficienza energetica,	Pubblica Amministrazione e investitori privati	<p><i>Misura esistente, prevista dal PAN</i></p> <p>Il Fondo, di natura rotativa, è destinato a favorire il finanziamento di interventi coerenti con il raggiungimento degli obiettivi nazionali di efficienza energetica, promuovendo il coinvolgimento di istituti finanziari, nazionali e comunitari, e investitori privati sulla base di un'adeguata condivisione dei rischi, con particolare riguardo alle seguenti finalità:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- interventi di miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici di proprietà della Pubblica Amministrazione;</li> <li>- realizzazione di reti per il teleriscaldamento e per il teleraffrescamento;</li> <li>- efficienza energetica dei servizi e infrastrutture pubbliche, compresa l'illuminazione pubblica;</li> <li>- efficientamento energetico di interi edifici destinati ad uso residenziale, compresa</li> </ul>	2014 - n.d.

				<p>l'edilizia popolare;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- efficienza energetica e riduzione dei consumi di energia nei settori dell'industria e dei servizi.</li> </ul>	
<p>Promozione e sviluppo di teleriscaldamento e teleraffrescamento e concorrenza (D.Lgs. 102/2014, artt. 9 e 10 e D.Lgs. 141/2016)</p>	Regolatoria	Tutela degli utenti, promozione e regolazione della concorrenza	Operatori	<p><i>Misura esistente, integrativa del PAN</i></p> <p>Il D.Lgs. 102/2014, recependo la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, ha affidato all'AEEGSI il compito di disciplinare, tra l'altro:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- la misura dell'energia termica fornita agli edifici attraverso reti di teleriscaldamento</li> <li>- la fatturazione, le informazioni sulla fatturazione e sull'accesso ai dati di consumo</li> <li>- gli standard del servizio e i relativi sistemi di contabilizzazione</li> <li>- i criteri per la determinazione e la pubblicizzazione delle tariffe di allacciamento delle utenze e le modalità per l'esercizio del diritto di scollegamento.</li> </ul> <p>Il D.Lgs. 141/2016 ha, tra l'altro, affidato all'AEEGSI il compito di stabilire i costi di riferimento indicativi per i fornitori del servizio di ripartizione (c.d. subfatturazione) delle spese per la climatizzazione tra le diverse unità immobiliari di condomini ed edifici polifunzionali riforniti da una fonte di teleriscaldamento centralizzata o da una rete di teleriscaldamento o da un sistema di fornitura centralizzato che alimenta una pluralità di edifici.</p>	2014 - n.d.
<b>MISURE TRASVERSALI</b>					
<p>Disposizioni in materia di bioliquidi/ biocarburanti sostenibili (D.Lgs. 55/2011, D.Lgs. 28/2011, D.M. 23 gennaio 2012)</p>	Normativo	Diffusione dei biocarburanti e bioliquidi sostenibili	Operatori delle filiere dei bioliquidi/ biocarburanti	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i></p> <p>Il D.Lgs. 55/2011, che ha recepito la Direttiva 2009/30/CE, e il D.Lgs. 28/2011, prevedono che siano adottati i criteri di sostenibilità comunitari. Con il D.M. 23 gennaio 2012 e s.m.i. è entrato in vigore il sistema nazionale di certificazione dei biocarburanti e bioliquidi che disciplina le modalità di verifica del rispetto dei criteri di sostenibilità.</p> <p>Il decreto 23 gennaio 2012:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- istituisce il sistema nazionale di certificazione per biocarburanti e bioliquidi;</li> <li>- detta le condizioni per l'adesione a tale sistema;</li> <li>- definisce gli aspetti relativi alla comunicazione delle informazioni relative alle emissioni di gas ad effetto serra prodotte dai combustibili per unità di energia;</li> <li>- disciplina le condizioni per verificare il rispetto del sistema di equilibrio di massa necessario a garantire la tracciabilità del prodotto certificato lungo tutta la filiera.</li> </ul>	2012 – n.d.
<p>Semplificazione iter autorizzativi (D.Lgs. 28/2011, art. 5, 6, 7)</p>	Normativo	Semplificazione e accelerazione procedura autorizzative	Investitori / Utenti finali/ Pubblica Amministrazione	<p><i>Misura esistente e implementata, prevista dal PAN.</i></p> <p>Il D.Lgs. 28/2011 ha previsto lo snellimento e accelerazione degli iter autorizzativi per gli impianti alimentati a fonti rinnovabili, semplificando il quadro con l'individuazione di tre differenti tipologie di autorizzazioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- autorizzazione unica (AU);</li> <li>- procedura abilitativa semplificata (PAS);</li> <li>- comunicazione al Comune per Attività di Edilizia Libera.</li> </ul> <p>Le Regioni possono, per talune tipologie e soglie di impianti, semplificare ulteriormente le</p>	Marzo 2011-n.d.

				procedure autorizzative (sono già diverse le Regioni che hanno provveduto a legiferare in tal senso).	
Misure di razionalizzazione (D.Lgs. 28/2011, art. 12)	Normativo - Finanziario	Razionalizzazione procedure	Investitori / Utenti finali	<p><i>Misura programmata, prevista dal PAN.</i></p> <p>Il D.Lgs. 28/2011 ha previsto l'adozione di misure di semplificazione ai fini del riordino degli oneri economici e finanziari e delle diverse forme di garanzia richiesti per l'autorizzazione, la connessione, la costruzione, l'esercizio degli impianti da fonti rinnovabili e il rilascio degli incentivi ai medesimi impianti..</p>	2013 – n.d.
Sistemi di qualificazione degli installatori (D.Lgs. 28/2011, art. 15)	Normativo	Garanzia di qualità nella installazione di impianti a FER	Installatori	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i></p> <p>La qualifica professionale per l'attività d'installazione e di manutenzione straordinaria di caldaie, caminetti e stufe a biomassa, di sistemi solari fotovoltaici e termici sugli edifici, di sistemi geotermici a bassa entalpia e di pompe di calore, può essere conseguita con corsi specifici attivati dalle Regioni.</p>	Agosto 2013 – n.d.
Ripartizione degli obiettivi nazionali tra le regioni (D.L.gs. 28/2011, art. 37 – D.M. 11/5/2015)	Normativo	Migliore coordinamento delle funzioni dello Stato e delle regioni e conseguenti indicazioni ai gestori di rete e ai produttori	Regioni e province autonome, gestori di rete, produttori	<p><i>Misura implementata, prevista dal PAN</i></p> <p>La ripartizione degli obiettivi nazionali sulle fonti rinnovabili al 2020 tra le regioni, effettuata in accordo con le regioni stesse, fornisce ad esse uno stimolo per programmare le modalità di raggiungimento degli obiettivi e migliorare ed accelerare i procedimenti autorizzativi in modo coerente con gli impegni assunti; costituisce inoltre un utile orientamento per i gestori di rete ai fini della pianificazione dello sviluppo delle reti. A maggio 2015 è stato emanato il decreto ministeriale che ha approvato la metodologia che, nell'ambito del sistema statistico nazionale, è applicata per rilevare i dati necessari a misurare il grado di raggiungimento degli obiettivi regionali.</p>	2011 – 2015 -
Energia rinnovabili nelle isole minori (D.M. 14/2/2017)	Normativa	Progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili	Società elettriche o soggetti terzi	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i></p> <p>Il D.M. 14/2/2017 ha dato disposizioni per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili, stabilendo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- gli obiettivi quantitativi del fabbisogno energetico delle isole da coprire attraverso la produzione da fonti rinnovabili</li> <li>- gli obiettivi temporali per il processo di graduale sviluppo della produzione da fonti rinnovabili</li> <li>- le modalità di sostegno degli investimenti necessari al perseguimento dei suddetti obiettivi</li> </ul>	Maggio 2017 – n.d.

## 2.a Illustrare i progressi realizzati nella valutazione e nel miglioramento delle procedure amministrative per eliminare gli ostacoli regolamentari e non regolamentari allo sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili (articolo 22, paragrafo 1, lettera e), della direttiva 2009/28/CE).

### Novità intercorse dal 2015

Per quanto concerne il settore fotovoltaico, a maggio 2015 è stato pubblicato il decreto del Mise (D.M. 19/5/2015) che ha approvato il modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici, con potenza inferiore a 20 kW, che semplifica ulteriormente la procedura di messa in esercizio di tali impianti. Un provvedimento con analoghe finalità è stato adottato mediante il D.M. 16 marzo 2017 con riguardo alla realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti di microgenerazione ad alto rendimento e di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili.

A febbraio 2016 è stato approvato il decreto (D.M. 16/2/2016) che ha potenziato e semplificato il meccanismo di incentivazione delle rinnovabili termiche e dell'efficienza energetica noto come Conto Termico: è stata semplificata la modalità di accesso, sono stati ampliati gli interventi incentivabili e sono state innalzate le soglie per l'erogazione dell'incentivo con un'unica rata. Le misure adottate si sono rivelate efficaci, come provato dal notevole incremento delle richieste di incentivazione pervenute dopo la revisione del meccanismo.

Tra le misure volte a ridurre il carico fiscale sulle imprese, la legge di stabilità 2016 (legge n. 208/2015) ha previsto agevolazioni relative alle agro-energie. La norma stabilisce che tutte le produzioni agro-energetiche, compresa la produzione e la cessione di energia elettrica e di calore da fonti rinnovabili agroforestali, sino a 2.400 MWh/anno e di energia elettrica da fotovoltaico, sino a 260 MWh/anno, nonché di carburanti e prodotti chimici di origine agroforestale provenienti prevalentemente dal fondo sono considerate attività connesse a quelle agricole e sono pertanto produttive di reddito agrario. Per la produzione di energia oltre i suddetti valori, il reddito delle persone fisiche, delle società semplici e degli altri soggetti è determinato, ai fini delle imposte sul reddito, applicando all'ammontare dei corrispettivi delle operazioni soggette a registrazione IVA, relativamente alla componente riconducibile alla valorizzazione dell'energia ceduta, con esclusione della quota incentivo, il coefficiente di redditività del 25%, fatta salva l'opzione per la determinazione del reddito nei modi ordinari.

Si segnala, inoltre, il decreto legislativo 25 novembre 2016, n. 222 che individua le attività oggetto di procedimento di comunicazione o segnalazione certificata di inizio di attività (SCIA) o di silenzio assenso, nonché quelle per le quali è necessario il titolo espresso. Tra le attività oggetto della norma ci sono quelle riguardanti la costruzione, installazione, esercizio e modifica di impianti di produzione di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili e di biometano. Infine, il D.P.R. n. 31 del 13 febbraio 2017 individua gli interventi e le opere non soggetti ad autorizzazione paesaggistica e le istanze di rinnovo di autorizzazioni paesaggistiche soggette a procedimento autorizzativo semplificato (PAS). Tra gli interventi esclusi dall'autorizzazione paesaggistica si annoverano i pannelli solari termici e fotovoltaici integrati negli edifici in modo da non essere visibili dagli spazi pubblici esterni e da non ricadere tra i beni vincolati dal Codice dei Beni culturali e del paesaggio (Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42); se non ricorrono queste due condizioni tali interventi sono comunque soggetti a PAS. Tra gli interventi esclusi dall'autorizzazione paesaggistica rientra anche l'installazione di micro generatori eolici con altezza complessiva non superiore a m 1,50 e diametro non superiore a m 1,00, qualora tali interventi non interessino alcuni dei beni vincolati dal Codice dei Beni culturali e del paesaggio. Se non ricorre quest'ultima condizione tali interventi sono comunque soggetti a PAS.

### Quadro complessivo precedente

Nel Piano di Azione Nazionale, al paragrafo 4.2.1 è stato descritto lo stato dell'arte delle procedure autorizzative per gli impianti alimentati a fonte rinnovabile. Per rimuovere gli ostacoli regolamentari e non regolamentari emersi in fase di analisi e migliorare le procedure amministrative per supportare lo sviluppo delle fonti rinnovabili, l'Italia ha ritenuto di dover mettere in atto alcune misure supplementari.

La proporzionalità e la necessità delle procedure amministrative sono valutate rapportando la complessità degli iter autorizzativi (tempistica, numerosità e complessità dei nulla osta da acquisire) alla tipologia del progetto da realizzare (fonte, taglia, ubicazione).

Con il Decreto Legislativo n. 28/2011 di recepimento della Direttiva 2009/28/CE, al fine di rendere le procedure autorizzative proporzionate, necessarie, semplificate e accelerate, al livello amministrativo adeguato, come richiesto all'articolo 13 della Direttiva citata, è stato parzialmente rivisto il quadro generale delle autorizzazioni per gli impianti a fonti rinnovabili (artt. 4-9). Gli iter procedurali previsti dalla normativa vigente per la realizzazione di impianti alimentati a fonti energetiche rinnovabili sono tre:

- **Autorizzazione Unica (AU)** - è il procedimento, introdotto dal decreto legislativo 387/2003 che recepiva la Direttiva 2001/77/CE, per l'autorizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da FER e le opere e le infrastrutture connesse. L'AU è necessaria al di sopra di determinate soglie di potenza degli impianti, è rilasciata al termine di un procedimento unico, svolto attraverso una Conferenza di Servizi alla quale

partecipano tutte le amministrazioni necessarie, e costituisce titolo a costruire e a esercire l'impianto anche, ove necessario, valendo come variante allo strumento urbanistico. Il decreto legislativo 28/2011 riduce la durata massima dell'iter procedurale da 180 a 90 giorni, al netto dei tempi previsti per la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), laddove necessaria. La competenza per il rilascio dell'Autorizzazione Unica è in capo alle Regioni o alle Province da esse delegate.

- **Procedura Abilitativa Semplificata (PAS)** - è la procedura introdotta dal decreto legislativo 28/2011 in sostituzione della Denuncia di Inizio Attività (DIA). La PAS è utilizzabile per la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da FER al di sotto di prefissate soglie di potenza (oltre le quali si ricorre alla AU) e per alcune tipologie di impianti di produzione di energia termica da fonti rinnovabili. La PAS deve essere presentata al Comune almeno 30 giorni prima dell'inizio lavori, accompagnata da una dettagliata relazione, a firma di un progettista abilitato, e dagli opportuni elaborati progettuali, attestanti anche la compatibilità del progetto con gli strumenti urbanistici e i regolamenti edilizi vigenti, nonché il rispetto delle norme di sicurezza e di quelle igienico-sanitarie. Per la PAS vale il meccanismo del silenzio assenso: trascorso il termine di 30 giorni dalla presentazione della PAS senza riscontri o notifiche da parte del Comune è possibile iniziare i lavori.
- **Comunicazione relativa alle Attività in Edilizia Libera (CAEL)** - è l'adempimento previsto per semplificare l'iter autorizzativo di alcune tipologie di piccoli impianti per la produzione di energia elettrica o termica da fonti rinnovabili, assimilabili ad attività edilizia libera. La comunicazione di inizio lavori deve essere inviata al Comune, accompagnata da una dettagliata relazione a firma di un progettista abilitato. Non è necessario attendere 30 giorni prima di iniziare i lavori.

Il decreto legislativo 28/2011 inoltre dà facoltà alle Regioni di estendere ulteriormente l'applicabilità della PAS ad impianti per la produzione di energia elettrica fino a 1 MWe, e l'applicabilità della CAEL, ad impianti fino a 50 kWe o a impianti fotovoltaici di qualsiasi potenza sugli edifici.

Al fine di garantire la fornitura di informazioni e migliorarne la trasparenza, il decreto legislativo 28/2011 ha previsto la predisposizione di un portale web di riferimento a livello nazionale, ricco di informazioni di vario tipo sui temi delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica: tra le informazioni messe a disposizione vi sono anche quelle relative agli iter amministrativi da seguire per la costruzione di impianti a fonti rinnovabili. Il GSE, pubblica annualmente un rapporto sulle procedure autorizzative in vigore a livello regionale e provinciale.

E' stato inoltre previsto dal D.M. 10/9/2010 (Linee Guida Nazionali per l'autorizzazione degli impianti a FER) il monitoraggio dell'efficacia e dell'efficienza delle procedure autorizzative a livello regionale e provinciale, al fine di individuare buone pratiche e azioni migliorative.

L'insieme delle misure sopra descritte è riepilogato nella tabella 2.a.

**Tabella 2a: Panoramica di tutte le misure di miglioramento delle procedure amministrative**

Denominazione e riferimento della misura	Tipo di misura*	Risultato atteso	Destinatari (gruppo e/o attività) ***	Politiche / misure esistenti / programmate ****	Date di inizio e conclusione della misura
<b>MISURE VOLTE AD ACCELERARE E SEMPLIFICARE LE PROCEDURE AMMINISTRATIVE</b>					
Autorizzazione Unica (AU) per grandi impianti (D.Lgs. 387/2003)	Normativa	Semplificazione e accelerazione delle procedure autorizzative	Impianti a fonti rinnovabili	<i>Misura esistente ed implementata.</i>	2003 – n.d.
Dimezzamento tempi per l'AU (D.Lgs. 28/2011)	Normativa	Accelerazione delle procedure autorizzative	Impianti a fonti rinnovabili	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i>	2011 - n.d.
Procedura Abilitativa Semplificata e Autorizzazione Unica per impianti a biometano (D.Lgs. 28/2011, come modificato dalla Legge n.116/2014)	Normativa	Utilizzo per talune tipologie di impianti a biometano della Procedura Abilitativa Semplificata e nei restanti casi dell'Autorizzazione Unica	Impianti a fonti rinnovabili	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i>	2014 - n.d.
<b>MISURE VOLTE A RENDERE TRASPARENTI E PROPORZIONATE LE PROCEDURE AMMINISTRATIVE</b>					
Portale informativo contenente informazioni sulle procedure autorizzative (D.Lgs. 28/2011)	Non vincolante	Trasparenza delle informazioni	Progettisti impianti a fonti rinnovabili	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i>	2012 – n.d.
Monitoraggio delle procedure autorizzative (D.M. 10/9/2010)	Non vincolante	Individuazione buone pratiche e azioni migliorative	Stato e Regioni	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i>	2012 – n.d.
<b>MISURE VOLTE A SEMPLIFICARE LE PROCEDURE AMMINISTRATIVE PER IMPIANTI PICCOLI E DECENTRATI</b>					
Introduzione Procedura Abilitativa Semplificata - PAS (D.Lgs. 28/2011)	Normativa	Semplificazione delle procedure autorizzative per piccoli impianti	Impianti a fonti rinnovabili	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN</i>	2011 - n.d.
Introduzione Comunicazione Attività in Edilizia Libera – CAEL (D.Lgs. 28/2011)	Normativa	Semplificazione delle procedure autorizzative per piccoli impianti	Impianti a fonti rinnovabili	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i>	2011 - n.d.
Possibilità per le Regioni di modificare le soglie autorizzative nazionali (D.Lgs. 28/2011)	Normativa	Proporzionamento e adattamento della legislazione nazionale al contesto locale	Regioni	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN</i>	2011 - n.d.
Introduzione modello unico per comunicare la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici (DM MiSE 19 maggio 2015)	Normativa	Semplificazione delle procedure autorizzative per la realizzazione di piccoli impianti fotovoltaici	Impianti fotovoltaici	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i>	2015 - n.d.

Individuazione di procedimenti oggetto di autorizzazione, segnalazione certificata di inizio di attività (SCIA), silenzio assenso e comunicazione e di definizione dei regimi amministrativi applicabili a determinate attività e procedimenti, ai sensi dell'articolo 5 della legge 7 agosto 2015, n. 124 (D.Lgs. 25 novembre 2016, n.222)	Normativa	Semplificazione delle procedure autorizzative per piccoli impianti	Impianti a fonti rinnovabili	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN</i>	2016 – n.d.
Regolamento recante individuazione degli interventi esclusi dall'autorizzazione paesaggistica o sottoposti a procedura autorizzatoria semplificata (D.P.R. n. 31 del 13 febbraio 2017)	Normativa	Semplificazione delle procedure autorizzative per piccoli impianti	Impianti a fonti rinnovabili e interventi urbanistico/edilizi	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN</i>	2017 – n.d.
Approvazione dei modelli unici per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti di microgenerazione ad alto rendimento e di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili (D.M.16 marzo 2017)	Normativa	Semplificazione delle procedure autorizzative per piccoli impianti di cogenerazione	Impianti di microgenerazione ad alto rendimento e alimentati da fonti rinnovabili	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN</i>	2017 – n.d.

## 2.b Illustrare le misure adottate per garantire la trasmissione e la distribuzione dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili e per migliorare il quadro o le norme che disciplinano l'assunzione e la ripartizione dei costi delle connessioni alla rete e del potenziamento della rete (articolo 22, paragrafo 1, lettera f), della direttiva 2009/28/CE).

L'integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili nei mercati energetici è un obiettivo all'attenzione del legislatore e del regolatore che ha avviato una serie di interventi per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento in presenza di generazione elettrica rinnovabile.

In generale, gli impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, le principali unità di consumo, così come i distributori, sono chiamati a diventare progressivamente sempre più attivi all'interno del mercato contribuendo a offrire, nei limiti delle proprie tecnologie, alcuni servizi per il dispacciamento.

Si tende a un nuovo disegno del mercato elettrico in grado di assicurare la transizione verso la piena decarbonizzazione, il coordinamento dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva, la piena integrazione delle energie rinnovabili e della domanda nel sistema elettrico.

### Dispacciamento e servizi rete

A decorrere dal 2015 è stato avviato un procedimento di **riforma del mercato per il servizio di dispacciamento** in grado di favorire una maggiore integrazione tra i mercati europei e di garantire una neutralità tecnologica fra i potenziali fornitori di servizi di dispacciamento (produttori, consumatori e accumuli), continuando il percorso già avviato in materia di responsabilizzazione e partecipazione al mercato da parte della produzione da fonti rinnovabili e di equa ripartizione dei costi.

L'evoluzione del sistema elettrico italiano è stata avviata in un contesto europeo ancora in corso di definizione, tenendo conto degli indirizzi contenuti nel Regolamento 2015/1222 che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (Regolamento CACM) e di quelli che potevano essere gli orientamenti nelle linee guida in materia di integrazione dei mercati di bilanciamento (c.d. *balancing code*).

In Italia esiste già un quadro normativo di riferimento per promuovere una maggiore apertura dei mercati ai nuovi soggetti; il decreto legislativo 102/2014, all'articolo 11, prevede la regolazione della partecipazione della generazione distribuita, delle fonti rinnovabili, della cogenerazione ad alto rendimento e della domanda al mercato dell'energia e anche dei servizi, stabilendo i requisiti e le modalità di partecipazione delle singole unità di consumo e di produzione. In particolare, è promossa la partecipazione della domanda ai mercati di bilanciamento, di riserva e agli altri servizi di sistema, attraverso la definizione delle modalità tecniche con cui i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione organizzano la partecipazione dei fornitori di servizi e dei consumatori, inclusi gli aggregatori di unità di consumo e/o di produzione.

L'Autorità, con la delibera 300/2017/R/eel, ha avviato l'attivazione di progetti pilota, in vista di una regolazione organica del dispacciamento coerente con il *balancing code* europeo.

I progetti pilota, avviati nel corso del 2017, consentiranno di acquisire elementi utili per la riforma a regime del dispacciamento, riguardando la partecipazione al mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), anche in forma aggregata, della domanda e delle unità di produzione ad oggi non abilitate, ivi incluse le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

Non sono previste ulteriori forme di remunerazione economica per l'esecuzione dei progetti pilota diverse da quelle previste dalla regolazione.

Per garantire massima neutralità della fornitura dei servizi di dispacciamento e una maggiore ottimizzazione delle risorse, sono stati di fatto rimossi alcuni requisiti necessari all'abilitazione ai servizi di dispacciamento, superando gli attuali vincoli tecnologici, di taglia e consentendo alle unità, siano esse di produzione o di consumo, una partecipazione volontaria ad alcuni dei servizi di dispacciamento.

Nel dettaglio, il meccanismo di partecipazione della domanda all'approvvigionamento di risorse di dispacciamento nell'ambito del MSD, approvato con delibera 372/2017/R/eel, consiste in due fasi:

1. creazione e qualificazione delle Unità di Consumo Virtuali Abilitate al mercato dei servizi di dispacciamento (UVAC), costituite da più punti di prelievo nella disponibilità anche di più utenti del dispacciamento per le quali il soggetto richiedente (c.d. *balancing service provider*) è titolare o ha ricevuto mandato senza rappresentanza per tutti i punti di prelievo associati all'UVAC;
2. fase di presentazione delle offerte su MSD relative alle UVAC ed eventuale selezione delle stesse da parte di Terna.

La partecipazione al progetto pilota è volontaria e il *balancing service provider* può richiedere l'abilitazione ai seguenti servizi:

- riserva terziaria di potenza, nella tipologia di riserva di sostituzione;
- risorse per il bilanciamento.

Le risorse selezionate saranno remunerate secondo le medesime modalità previste per le unità di produzione abilitate come indicato nelle Regole per il Dispacciamento e sono previste eventuali penali in caso di mancato rispetto delle prestazioni.

Il progetto pilota prevedeva altresì la possibilità di approvvigionare a termine risorse rese disponibili dalle UVAC nella zone di mercato Nord e Centro Nord, limitatamente al periodo giugno-settembre 2017, anche al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico durante il periodo estivo nelle zone dove potrebbero presentarsi maggiori criticità. Con le procedure di approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento per i soggetti titolari di UVAC sono stati complessivamente assegnati 81 MW.

Il progetto pilota per le unità di produzione, approvato con delibera 583/2017/R/eel, è articolato, come nel caso delle UVAC, in due fasi:

1. creazione e qualificazione delle Unità di Produzione Virtuali Abilitate al mercato dei servizi di dispacciamento (UVAP), costituite da più punti di immissione nella disponibilità anche di più utenti del dispacciamento per le quali il soggetto richiedente (*c.d. balancing service provider*) è titolare o ha ricevuto mandato senza rappresentanza per tutti i punti associati all'UVAP;
2. fase di presentazione delle offerte su MSD relative alle UVAP ed eventuale selezione delle stesse da parte di Terna.

La partecipazione al progetto pilota è volontaria e il *balancing service provider* può richiedere l'abilitazione ai seguenti servizi:

- risoluzione delle congestioni in fase di programmazione;
- riserva terziaria di potenza;
- risorse per il bilanciamento.

Anche in questo caso, le risorse selezionate saranno remunerate secondo le medesime modalità previste per le unità di produzione abilitate come indicato nelle Regole per il Dispacciamento e sono previste eventuali penali in caso di mancato rispetto delle prestazioni.

In relazione alla **regolazione degli sbilanciamenti**, sono stati introdotti dei meccanismi finalizzati a contrastare, per quanto possibile, strategie di programmazione finalizzate a trarre un vantaggio economico per l'operatore di mercato, con oneri a carico del sistema. Pur mantenendo la priorità di dispacciamento, per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili è stata introdotta una regolazione degli sbilanciamenti, che è stata oggetto di aggiornamento a decorrere dal 2015<sup>22</sup>.

In coerenza anche con quanto previsto del regolamento europeo "*Establishing a guideline on electricity balancing*" (*c.d. balancing code*), il regolatore sta perseguendo l'obiettivo di definire una modifica dei prezzi di bilanciamento in grado di riflettere il corretto valore dell'energia elettrica in tempo reale coerenti con le dimensioni temporale, spaziale e merceologica. Nel periodo transitorio, il regolatore ha previsto quanto di seguito indicato.

Per quanto riguarda la valorizzazione degli oneri di sbilanciamento<sup>23</sup>, si riportano di seguito le principali novità introdotte già a partire da agosto 2016:

- per il periodo compreso tra agosto 2016 e agosto 2017, i corrispettivi di sbilanciamento:
  - per le unità di produzione non abilitate ai servizi di dispacciamento, diverse da quelle alimentate da fonti rinnovabili, siano valorizzati con il meccanismo "*single-dual pricing*", introdotto con le deliberazioni 444/2016/R/eel e 800/2016/R/eel;
  - per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, possano essere valorizzati al *single pricing* per l'intera energia sbilanciata, oppure sia possibile aderire al regime alternativo previsto dalla delibera 522/2014/R/eel;

<sup>22</sup> La Regolazione sulla disciplina degli sbilanciamenti, introdotta con deliberazione 281/2012/R/eel, è stata inizialmente aggiornata con deliberazione 522/2014/R/eel a seguito della sentenza del Consiglio di Stato n. 2936/2014, e successivamente con le deliberazioni 444/2016/R/eel, 800/2016/R/eel e 419/2017/R/eel.

<sup>23</sup> Con riferimento all'entrata in esercizio di nuovi impianti, il "Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete" di Terna prevede un periodo di collaudo, pari al massimo a 180 giorni, per le nuove unità di produzione. In questi casi l'energia elettrica oggetto di sbilanciamento è valorizzata al prezzo zonale.

- per il periodo decorrente da settembre 2017, i corrispettivi di sbilanciamento siano valorizzati, per tutte le unità di produzione, con il meccanismo “single pricing”.

Nelle more di una revisione completa della regolazione del servizio di dispacciamento, con la delibera 419/2017/R/eel, l’Autorità ha introdotto:

- a decorrere dall’1 settembre 2017:
  - la nuova metodologia di calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale basata sulle misure degli scambi interzonal e con l’estero;
  - il ripristino del meccanismo “single pricing” per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi delle unità non abilitate, in maniera coerente con l’introduzione della nuova metodologia del calcolo del segno;
- a decorrere dall’1 luglio 2017:
  - il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale da applicarsi agli sbilanciamenti relativi alle unità di consumo e alle unità di produzione non abilitate, al fine di eliminare le distorsioni che derivano dalla determinazione dei prezzi di sbilanciamento a livello macrozonale e dei prezzi di mercato determinati a livello zonale.

Nel caso delle fonti rinnovabili non programmabili, rimane vigente quindi la deliberazione 522/2014/R/eel, sulla base della quale gli utenti del dispacciamento possono scegliere, ogni anno, se applicare:

- a) la regolazione degli sbilanciamenti prevista per le altre unità di produzione non abilitate;
- b) la nuova disciplina appositamente introdotta per le fonti rinnovabili non programmabili.

Quest’ultima disciplina prevede la definizione delle cosiddette “bande”, differenziate per ciascuna fonte non programmabile, all’interno delle quali non viene applicato il corrispettivo unitario di sbilanciamento previsto per le unità di produzione non abilitate<sup>24</sup>.

La priorità di dispacciamento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili deve essere attuata garantendo la sicurezza del funzionamento del sistema elettrico e quindi, in condizioni di emergenza, la produzione rinnovabile può essere limitata per un periodo di tempo.

A tal proposito, dal 2007 è prevista la remunerazione della mancata produzione degli impianti eolici a causa di riduzioni della produzione imposte da Terna per garantire la sicurezza del sistema elettrico.

Si segnala che il gestore della rete nazionale (Terna), ai fini del miglioramento del servizio di dispacciamento, elabora delle previsioni di immissione delle unità di produzione, e a partire dal 2010<sup>25</sup>, in relazione alle unità di produzione non rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, utilizza anche le previsioni effettuate dal GSE.

Al fine di assicurare la sicurezza del funzionamento del sistema elettrico attraverso una migliore capacità previsionale e rendere possibile la fornitura di risorse, sono state introdotte ulteriori misure ponendo degli obblighi in capo ai produttori da fonti rinnovabili non programmabili e da generazione distribuita.

Inizialmente solo per gli impianti eolici e fotovoltaici connessi sulla rete di trasmissione nazionale era prevista la fornitura di alcuni servizi di rete (Allegato A17 e A68 al Codice di Rete di Terna), tra cui prestare azioni di riduzione di potenza in caso di necessità e l’insensibilità ai buchi di tensione.

In considerazione del ruolo sempre più rilevante nel mix produttivo italiano delle fonti rinnovabili, e in particolare degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, a decorrere dal 2013, anche su impulso del legislatore<sup>26</sup>, è stata introdotta l’obbligatorietà per gli impianti di produzione di energia elettrica da connettere in bassa e media tensione di installare dispositivi al fine di ampliare il campo di funzionamento in termini di frequenza e tensione senza essere disconnessi dalla rete elettrica<sup>27</sup>. Tali obblighi, contenuti nell’Allegato A70 del Codice di Rete, sono anche stati estesi agli impianti già entrati in esercizio al 2012; nel corso del 2016 e 2017 è proseguito il monitoraggio per verificare l’adeguamento degli impianti di produzione alle suddette prescrizioni.

<sup>24</sup> Le bande differenziate per fonte sono pari a:

- il 49% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte eolica;
- il 31% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte solare fotovoltaica;
- l’8% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte idrica ad acqua fluente;
- l’1,5% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalle “altre” fonti rinnovabili non programmabili (per lo più unità di produzione geotermoelettriche);
- l’8% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione non rilevanti (cioè aventi potenza inferiore a 10 MVA).

<sup>25</sup> Delibera Autorità ARG/elt 4/10.

<sup>26</sup> Il legislatore è intervenuto nel 2011, con il decreto interministeriale 5 maggio 2011, e successivamente con il decreto interministeriale 5 luglio 2012 prevedendo che gli impianti fotovoltaici, anche quelli già in esercizio all’entrata in vigore dei provvedimenti, siano ammodernati per prestare determinati servizi di rete.

<sup>27</sup> Delibera Autorità 84/2012/R/eel e s.m.i.

Si segnala inoltre che dal 2014 gli impianti eolici e fotovoltaici connessi alle reti di media tensione con potenza maggiore o uguale a 100 kW sono tenuti a prestare un servizio di teledistacco al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico, come previsto nell'Allegato A72 al Codice di rete. L'obbligatorietà è stata estesa anche agli impianti esistenti per i quali era stata presentata la richiesta di connessione in data antecedente all'1 gennaio 2013. Il teledistacco trova applicazione solo qualora sia a rischio la sicurezza del sistema elettrico nazionale e non siano possibili altre azioni.

Nel corso del 2016, con delibera 786/2016/R/eel, sono state aggiornate le regole tecniche per la connessione degli impianti di produzione alle reti di distribuzione (Norma CEI 0-16 nel caso di connessioni in media tensione e Norma CEI-21 nel caso di connessione in bassa tensione) definendo i requisiti che gli impianti devono possedere per poter prestare servizi di rete.

Con la nuova edizione della Norma CEI 0-21 e CEI 0-16 si è proceduto, tra l'altro, ad allineare la Norma CEI alle disposizioni previste dalla Norma europea CEI EN 50438; ciò, tra l'altro, comporta l'estensione del campo di applicazione delle disposizioni previste per gli utenti attivi anche agli impianti di produzione con potenza nominale inferiore a 1 kW.

## Sistemi di accumulo e sostegno agli interventi smart grid

In un contesto caratterizzato da una maggiore aleatorietà delle immissioni in rete per effetto della crescita delle fonti rinnovabili non programmabili, i **sistemi di accumulo** possono assumere un ruolo sempre più importante ed essere utilizzati, ad esempio, per erogare servizi di rete, per contenere gli sbilanciamenti, per contenere i picchi di prelievi di energia elettrica massimizzando l'autoconsumo. I sistemi di accumulo possono essere installati da clienti finali, da gestori di rete (Terna e imprese distributrici) e da produttori.

Con riferimento alla sperimentazione in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo per l'energia elettrica, l'art. 17 del decreto legislativo n. 28/2011 prevede che il gestore del sistema di trasmissione nazionale possa includere nel proprio Piano di sviluppo della rete sistemi di accumulo dell'energia elettrica, finalizzati a facilitare il servizio di dispacciamento degli impianti non programmabili. In applicazione del citato decreto e in conformità con quanto previsto dall'art. 36, comma 4, del Decreto Legislativo n. 93/2011, il gestore può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffusi di energia elettrica mediante batterie; tali sistemi possono inoltre essere realizzati e gestiti anche dai gestori del sistema di distribuzione. Gli obiettivi che si prefiggono i sistemi di accumulo testati nei progetti pilota consistono nella riduzione della quantità di mancata produzione di energia da fonti rinnovabili non programmabili, dovuta a congestioni locali di rete, e nella fornitura del servizio di regolazione primaria.

Nel dar seguito al disposto normativo di cui all'articolo 18 del decreto legislativo n. 28/2011, nel Piano di sviluppo 2012-2015 elaborato da Terna e approvato dal Ministero dello sviluppo economico, sono stati inclusi sistemi di accumulo dell'energia elettrica, finalizzati a facilitare il servizio di dispacciamento degli impianti non programmabili, per una potenza complessiva di 40 MW.

A tale fine, l'Autorità ha previsto un'apposita incentivazione degli investimenti nei sistemi di accumulo qualora detti investimenti siano riconducibili a progetti pilota, dei quali sono state delineate le caratteristiche.

In relazione agli investimenti in sistemi di accumulo previsti dal Piano di difesa 2012-2015, l'Autorità ha ammesso inizialmente al trattamento incentivante due progetti pilota, che prevedono l'installazione di sistemi di accumulo con caratteristiche power intensive (Storage Lab) in Sicilia e Sardegna<sup>28</sup> di taglia massima pari a 8 MW ciascuno, e successivamente ha previsto di estendere, in coerenza con i limiti fissati nel predetto Piano, la dimensione delle sperimentazioni a ulteriori sei progetti pilota per una dimensione complessiva di 35 MW applicati lungo alcune direttrici critiche della RTN, dove più rilevante è il fenomeno della c.d. "mancata produzione da fonti rinnovabili". La sperimentazione dovrà permettere di valutare le prestazioni delle diverse tecnologie di accumulo, dei singoli Sistemi di Accumulo (SdA) e della complessiva Stazione Sperimentale di Accumulo (SSdA), nonché i benefici da essi apportati.<sup>29</sup>

Gli accumuli di energia possono essere installati anche sugli impianti di produzione. Il legislatore, con il decreto interministeriale 5 luglio 2012, ha infatti previsto che, al fine di assicurare lo sviluppo del fotovoltaico con modalità compatibili con la sicurezza del sistema elettrico, assicurando il coordinamento con i provvedimenti di pari finalità inerenti le fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico nonché con le misure di cui agli articoli 17 e 18 del decreto legislativo 28/11, l'Autorità provveda a definire le modalità con le quali i soggetti responsabili (produttori) possono utilizzare sistemi di accumulo, anche integrati con gli inverter, per migliorare la gestione dell'energia elettrica prodotta, nonché per immagazzinare tramite accumulo l'energia elettrica prodotta dagli impianti di produzione nei casi in cui siano inviati segnali di distacco o modulazione della potenza.

---

<sup>28</sup> Con Delibera 227/2014/R/eel l'Autorità ha accolto l'istanza di Terna di sostituire il sito di Caltanissetta e Ottana con i siti di Ciminna e Casuzze in Sicilia e Codrongianos in Sardegna, a parità di capacità installata complessiva, e di denominare i progetti power intensive rispettivamente "Sicilia" e "Sardegna".

<sup>29</sup> Per maggiori dettagli si rimanda al seguente link di Terna <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/progettipilotadiaccumulo.aspx>

Per quanto riguarda l'installazione dei sistemi di accumulo da parte di clienti finali e produttori, non esistono trattamenti incentivanti, ma sono state aggiornate le regole tecniche per la connessione degli impianti di produzione alle reti di distribuzione (Norma CEI 0-16 nel caso di connessioni in media tensione e Norma CEI 0-21 nel caso di connessioni in bassa tensione) e regolate le modalità di integrazione dei medesimi sistemi nel sistema elettrico nazionale.

Con l'aggiornamento delle regole tecniche di connessione (Norme CEI-016 e CEI 0-21), sono stati definiti i requisiti che gli impianti di nuova realizzazione devono avere per poter prestare servizi di rete, quali la regolazione della potenza attiva e l'insensibilità ai buchi tensione, nonché le modalità e configurazioni secondo cui possono essere installati i sistemi di accumulo presso un impianto di produzione di energia elettrica. Sono stati altresì definiti gli schemi di installazione delle apparecchiature di misura nel caso in cui si rendesse necessario misurare l'energia elettrica prodotta da altri gruppi di generazione di energia elettrica e l'energia elettrica prelevata dalla rete, accumulata, rilasciata e nuovamente immessa in rete dai sistemi di accumulo.

I requisiti tecnici indicati per i sistemi di accumulo dalla Variante 1 alla terza edizione della Norma CEI 0-16 nella versione consolidata e dalla Variante 1 alla seconda edizione della Norma CEI 0-21 nella versione consolidata devono essere obbligatoriamente rispettati da tutti i sistemi di accumulo per i quali viene presentata richiesta di connessione dal 21 novembre 2014. Le modalità di prova dei requisiti tecnici indicati per i sistemi di accumulo dalla Variante 1 alla terza edizione della Norma CEI 0-16 nella versione consolidata e le conseguenti certificazioni previste sono obbligatorie per i sistemi di accumulo per i quali viene presentata richiesta di connessione dall'1 settembre 2015. Nelle more dell'obbligatorietà delle nuove modalità di prova e delle nuove certificazioni, il richiedente è tenuto ad allegare al regolamento di esercizio una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà redatta, ai sensi del D.P.R. 445/00, dal costruttore del sistema di accumulo, attestante che il medesimo sistema è conforme a quanto previsto dalla Variante 1 alla terza edizione della Norma CEI 0-16 nella versione consolidata.

I sistemi di accumulo possono essere installati anche su impianti che accedono ai meccanismi incentivanti e/o commerciali di ritiro dell'energia previsti dal quadro normativo di riferimento, sempre nel rispetto dei requisiti in ragione dei quali l'impianto è stato ammesso a beneficiarne.

Infine, il decreto ministeriale 14 febbraio 2017 per la diffusione delle fonti rinnovabili nelle isole minori promuove la realizzazione di progetti pilota, che saranno selezionati anche in base al grado di innovazione, con particolare riferimento ai sistemi di integrazione delle fonti rinnovabili tramite l'impiego efficiente di sistemi di accumulo e lo sviluppo di trasporto elettrico.

Per quanto riguarda le **smart grids**, al fine di assicurare un sistema energetico efficiente e in linea con gli indirizzi europei, il regolatore ha proceduto a selezionare 7 progetti pilota<sup>30</sup> ammessi al trattamento incentivante relative all'introduzione di tecnologie innovative sulla rete di distribuzione, finalizzati ad integrare il comportamento e le azioni di tutti gli utenti connessi alla medesima rete, allo scopo di favorire la generazione distribuita e l'uso efficiente delle risorse. Le sperimentazioni sono terminate nel 2015 e i risultati presentati nelle relazioni finali<sup>31</sup> hanno messo in evidenza la possibilità di aumentare la hosting capacity delle reti grazie agli interventi effettuati, nonché consentire il dispacciamento delle risorse distribuite.

A partire dalle risultanze dei progetti pilota smart grid, l'Autorità ha introdotto un meccanismo di regolazione incentivante, di natura selettiva e *output based*, rivolto alle imprese di distribuzione dell'energia elettrica, per la trasformazione delle reti di distribuzione in Smart Distribution System. Lo sviluppo innovativo delle reti di distribuzione può contribuire al contenimento degli investimenti necessari e quindi del costo del servizio, con evidente beneficio per i clienti finali. I benefici netti correlati all'introduzione delle funzionalità innovative nei sistemi di distribuzione possono quindi essere riconosciuti in parte al gestore di rete tramite un incentivo specifico, in modo da stimolare il gestore di rete verso soluzioni che massimizzano il beneficio di sistema. L'Autorità ha analizzato l'interazione con le altre regolazioni che insistono sull'attività di distribuzione e ha identificato in particolare due funzionalità innovative degli Smart Distribution Systems replicabili su larga scala, su cui focalizzare possibili incentivazioni in modo da accelerarne l'implementazione: osservabilità dei flussi di potenza e dello stato delle risorse diffuse sulle reti MT, e regolazione della tensione delle reti MT.

## Connessione alle reti elettriche

Con riferimento alle **condizioni di accesso alla rete** e alla **ripartizione dei costi della connessione**, i gestori di rete devono trattare in via prioritaria le richieste di connessione e la realizzazione delle connessioni di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili ovvero cogenerativi ad alto rendimento. A tal fine, i gestori di rete devono assicurare, ai fini della connessione alla rete degli impianti medesimi, lo svolgimento dell'attività entro le tempistiche

<sup>30</sup> Inizialmente erano stati selezionati 8 progetti pilota, ma una impresa distributrice ha rinunciato alla realizzazione del progetto.

<sup>31</sup> Per maggiori dettagli si rimanda al link del sito dell'Autorità <http://www.autorita.energia.it/it/operatori/smartgrid.htm>

richiamate nel Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA<sup>32</sup>) che riporta le procedure per la connessione alla rete, gli obblighi, le tempistiche e i costi di connessione.

Inoltre, con il decreto 19 maggio 2015, per gli impianti fotovoltaici con specifiche caratteristiche<sup>33</sup> è stato semplificato, a decorrere dal 24 novembre 2015, l'iter per la realizzazione, la connessione e l'esercizio commerciale dei medesimi. L'obiettivo del legislatore è quello di consentire di poter esercire un impianto fotovoltaico di potenza fino a 20 kW in «due soli click» attraverso la:

- riduzione delle informazioni e dei dati da trasmettere alle amministrazioni e ai soggetti interessati, razionalizzando lo scambio di informazioni tra Comuni e Regioni, gestori di rete e GSE;
- razionalizzazione dell'intero iter procedurale.

L'utente si interfaccia unicamente con il gestore di rete per le comunicazioni di inizio e fine lavori, attraverso il cosiddetto «Modello Unico» e sarà il gestore di rete, e non più l'utente, a interagire con Comuni e Regioni per quanto concerne l'iter autorizzativo dell'impianto, con Terna per la registrazione anagrafica dell'impianto e con il GSE per l'attivazione del servizio di Scambio sul Posto.

Nel caso dei suddetti impianti fotovoltaici e per i quali sono previsti lavori semplici, limitati all'installazione del gruppo di misura, anche i costi di connessione sono molto ridotti rispetto alle altre tipologie di impianti e sono pari a 100 euro.

Con il Decreto del Ministero dello sviluppo economico 16 marzo 2017 analoghe previsioni sono state introdotte anche per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti di microgenerazione ad alto rendimento e di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili<sup>34</sup>.

Nel dettaglio, il soggetto richiedente trasmette al gestore di rete la parte I del modello unico, con un primo invio, ad inizio dei lavori e, la parte II, con un secondo invio, alla fine degli stessi. Entrambe le comunicazioni comportano la trasmissione di un numero minimo di informazioni e di documenti e sarà il gestore di rete a interagire con GSE, Terna e Comune. Con la parte I del modello, il soggetto richiedente dichiara altresì di volersi avvalere dello Scambio sul Posto e, in via opzionale, di voler aderire al meccanismo dei Certificati Bianchi e di non incorrere in ipotesi di divieto di cumulo di cui all'art. 6 del D.M. 5 settembre 2011.

Il gestore di rete, inoltre, mette a disposizione del soggetto richiedente, anche tramite il proprio sito internet, un vademecum informativo che, sulla base delle informazioni fornite da GSE, Terna e Agenzia delle dogane, elenchi gli adempimenti cui è tenuto il richiedente durante la fase di esercizio dell'impianto e che indichi i soggetti, e i relativi riferimenti, cui dovrà rivolgersi per le varie evenienze che avranno luogo nel corso della vita dell'impianto.

Con riferimento ai **costi di connessione** alla reti in bassa e media tensione, il TICA prevede per gli impianti a fonti rinnovabili dei corrispettivi agevolati rispetto a quelli applicati agli impianti a fonti tradizionali.

In particolare, il corrispettivo per la connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili, centrali ibride (queste ultime purché di potenza termica inferiore a 300 MW e aventi una produzione almeno per metà imputabile a fonti rinnovabili) e impianti cogenerativi ad alto rendimento, è il minore tra due valori A e B (in euro):

$$A = CP_A \times P + CM_A \times P \times D_A + 100$$

$$B = CP_B \times P + CM_B \times P \times D_B + 6000$$

dove:

- $CP_A = 35 \text{ €/kW}$ ,  $CM_A = 90 \text{ €/(kW·km)}$ ,  $CP_B = 4 \text{ €/kW}$ ,  $CM_B = 7,5 \text{ €/(kW·km)}$ ;

<sup>32</sup> Deliberazione ARG/elt 99/08 e s.m.i..

<sup>33</sup> Il Modello Unico, disciplinato dal decreto 19 maggio 2015, è utilizzato per la realizzazione, la connessione e l'esercizio degli impianti fotovoltaici aventi tutte le seguenti caratteristiche:

- a) realizzati presso clienti finali già dotati di punti di prelievo attivi in bassa tensione;
- b) aventi potenza non superiore a quella già disponibile;
- c) aventi potenza nominale non superiore a 20 kW;
- d) per i quali sia richiesto contestualmente l'accesso allo scambio sul posto;
- e) realizzati sui tetti degli edifici con le modalità di cui all'articolo 7-bis, comma 5 del d.lgs. n. 28/11;
- f) assenza di ulteriori impianti di produzione sullo stesso punto di prelievo.

<sup>34</sup> I modelli unici approvati, distinti per impianti di microgenerazione ad alto rendimento e di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili, si applicano agli impianti aventi tutte le seguenti caratteristiche:

- a) realizzati presso clienti finali già dotati di punti di prelievo attivi in bassa o media tensione;
- b) aventi potenza non superiore a quella già disponibile in prelievo;
- c) alimentati a biomassa, biogas, bioliquidi ovvero a gas metano o GPL;
- d) per i quali sia contestualmente richiesto l'accesso al regime dello scambio sul posto;
- e) ove ricadenti nell'ambito di applicazione del Codice dei beni e delle attività culturali di cui al decreto legislativo n. 42 del 2004, non determinino alterazione dello stato dei luoghi e dell'aspetto esteriore degli edifici;
- f) aventi capacità di generazione inferiore a 50 kWe.

- $P$  è la potenza ai fini della connessione, pari al maggiore valore tra zero e la potenza aggiuntiva richiesta in immissione (a sua volta pari alla differenza, se positiva, tra la potenza richiesta in immissione e la potenza già disponibile per la connessione prima degli interventi);
- $D_A$  è la distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina cabina di trasformazione media/bassa tensione esistente da almeno 5 anni;
- $D_B$  è la distanza in linea d'aria tra il punto di connessione e la più vicina stazione di trasformazione alta/media tensione esistente da almeno 5 anni.

Nei casi di nuova connessione in cavo interrato, i corrispettivi CM raddoppiano, mentre nel caso di connessione di impianti che non siano raggiungibili con strada percorribile da automezzi o che siano separati dagli impianti di distribuzione esistenti da tratti di mare, di lago o laguna, i corrispettivi CM e CP sono moltiplicati per 3. Qualora la linea sia in parte in cavo interrato e in parte in linea aerea, le formule per il calcolo del corrispettivo sono più complesse.

Il corrispettivo per la connessione viene versato dal richiedente al gestore di rete per il 30% all'atto di accettazione del preventivo e per il restante 70% all'atto della comunicazione di completamento delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione. In alternativa, i gestori di rete, nelle proprie MCC (modalità e condizioni contrattuali per l'erogazione del servizio di connessione), possono prevedere, fino a importi non superiori a 2.000 euro, un unico versamento del corrispettivo per la connessione, all'atto dell'accettazione del preventivo.

Il corrispettivo esclude i costi di gestione delle autorizzazioni che dovranno essere versati separatamente ai gestori di rete, se gestite dai medesimi, nonché i costi di collaudo che dovranno essere versati all'impresa distributrice nel caso in cui il richiedente decida di realizzare in proprio l'impianto di rete per la connessione.

Per connessioni di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e cogenerativi ad alto rendimento, al richiedente è data facoltà di realizzare in proprio l'impianto per la connessione nelle parti che non implicino l'effettuazione di interventi sulla rete elettrica esistente, vale a dire, di norma, la realizzazione dell'eventuale linea elettrica e dell'impianto per la consegna. Il gestore di rete può consentire al richiedente di realizzare gli interventi sulla rete esistente, fatte salve le esigenze di sicurezza e la salvaguardia della continuità del servizio elettrico.

Al termine della realizzazione in proprio, il richiedente invia al gestore di rete la comunicazione del termine dei lavori, unitamente a tutta la documentazione necessaria per il collaudo, l'esercizio e la gestione dei relativi tratti di rete. I costi inerenti al collaudo sono a carico del richiedente, anche qualora dovesse avere esito negativo. Entro 60 giorni lavorativi dal completamento del collaudo e comunque non prima dell'atto di acquisizione delle opere realizzate, il gestore di rete restituisce al richiedente il corrispettivo già versato dal medesimo richiedente all'atto dell'accettazione del preventivo, maggiorato degli interessi legali. Il gestore di rete versa anche un corrispettivo pari alla differenza, se positiva, tra il costo relativo alle opere realizzate dal richiedente e il corrispettivo per la connessione previsto nel preventivo. Qualora detta differenza sia negativa, viene versata dal richiedente al gestore di rete entro le medesime tempistiche.

Nel caso di lotto di impianti di produzione<sup>35</sup>, l'esercizio della facoltà di realizzare in proprio la connessione comporta che la realizzazione sia curata dal richiedente con riferimento a tutte le connessioni del lotto.

Per le connessioni in alta e altissima tensione relative a impianti a fonte rinnovabile, all'atto della presentazione dell'istanza per l'ottenimento della STMD (Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio, ovvero il progetto esecutivo delle opere di connessione), il richiedente versa al gestore di rete un corrispettivo a copertura delle attività di gestione e di analisi tecnica relative all'elaborazione della STMD.

I corrispettivi per gli impianti a fonte rinnovabile sono la metà rispetto ai prezzi applicati agli impianti alimentati da fonti tradizionali. Tale corrispettivo è pari alla somma tra 1.250 euro e il prodotto tra 0,25 euro/kW e la potenza ai fini della connessione, fino a un massimo di 25.000 euro. I costi relativi agli interventi su rete esistente non vengono mai attribuiti ai richiedenti nel caso di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili.

Qualora il richiedente non abbia versato interamente il corrispettivo per la connessione all'atto di accettazione della STMD, prima dell'avvio delle realizzazioni degli interventi, il medesimo richiedente presenta, su richiesta del gestore di rete, una garanzia finanziaria nella forma di fideiussione bancaria, pari alla quota del corrispettivo per la connessione non ancora versata. La fideiussione può essere escussa dal gestore di rete nei casi in cui la connessione non venga realizzata nei termini indicati nello specifico contratto per la connessione per cause imputabili al richiedente, ovvero nei casi in cui il medesimo soggetto risulti insolvente con riferimento al pagamento del corrispettivo per la connessione. In caso di rinuncia da parte del richiedente, anche in seguito a sopravvenute esigenze di bonifica dei siti, il gestore di rete ha diritto alla riscossione di una quota della fideiussione corrispondente alla copertura dei costi fino ad allora sostenuti, al netto dei versamenti già effettuati, aumentati degli eventuali costi che il gestore di rete deve sostenere al fine di ripristinare le condizioni di funzionalità della rete elettrica.

<sup>35</sup> Un lotto di impianti di produzione è un gruppo di impianti di produzione distinti, alimentati da fonti rinnovabili e/o di cogenerazione ad alto rendimento, ubicati sullo stesso terreno o su terreni adiacenti eventualmente separati unicamente da strada, strada ferrata o corso d'acqua. Gli impianti di produzione che compongono un lotto devono avere una potenza in immissione richiesta tale da consentire, per ciascuno di essi, l'erogazione del servizio di connessione esclusivamente in bassa o media tensione

## Mercato della capacità

Il Decreto Legislativo 379/2003 ha previsto l'istituzione di un nuovo sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione di energia elettrica che sia in grado di assicurare il raggiungimento e il mantenimento dell'adeguatezza della capacità produttiva, con la finalità di garantire la copertura della domanda nazionale e dei necessari margini di riserva.

Il Ministero dello Sviluppo economico con successivo decreto 30 giugno 2014 ha approvato la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di energia elettrica proposta da Terna, ai sensi dell'articolo 2 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379. Lo stesso Ministero dello Sviluppo economico, con comunicazione del 27 ottobre 2016, ha indicato ulteriori indirizzi a Terna sulla base dei quali integrare o modificare la Disciplina e svolgere una consultazione pubblica

Allo stato attuale, è stata notificata alla Commissione Europea la disciplina del mercato della capacità ed è in corso la verifica della compatibilità della disciplina con le Linee guida in materia di aiuti di stato. L'implementazione operativa del mercato della capacità potrà pertanto avvenire solo a valle della conclusione positiva del processo di notifica, attualmente prevista nel 2018.

Il mercato della capacità dovrebbe assicurare quindi l'adeguatezza del sistema nel medio-lungo termine, fornendo opportuni servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria alla sicurezza del sistema elettrico e alla copertura dei fabbisogni energetici, senza comportare alcun aumento dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica per i clienti finali, attraverso la partecipazione anche della generazione distribuita a fonti rinnovabili e della domanda.

Il mercato è strutturato tramite aste di approvvigionamento organizzate da Terna, al più con orizzonte di pianificazione pari a 4 anni, per la negoziazione di opzioni (fisiche) su capacità produttiva (physical reliability option).

La partecipazione è volontaria e possono partecipare sia gli impianti di produzione, nuovi ed esistenti, anche alimentati da fonti rinnovabili, sia la domanda. Le controparti selezionate ricevono (pagano) un premio (€/MW/anno), detto corrispettivo fisso, che rappresenta il *clearing price* dell'asta (*marginal price*) in cui il contratto è stato aggiudicato.

Di contro, le controparti sono obbligate, per ogni ora del periodo di consegna e con riferimento al luogo di consegna, a:

- offrire su MGP, direttamente o indirettamente attraverso l'utente del dispacciamento o l'operatore di mercato, la capacità impegnata, e offrire su MSD la parte di capacità impegnata non accettata su MGP;
- versare a Terna un corrispettivo variabile pari all'eventuale differenza positiva (espressa in €/MWh) tra il prezzo di riferimento (*spot price*) e il prezzo di esercizio (*strike price*).

L'Autorità, nel corso del 2017, ha posto in consultazione i propri orientamenti in merito alla definizione dei parametri tecnico-economici, con particolare riferimento agli *strike price* e al premio. In relazione ai criteri per la definizione del prezzo di esercizio, che rappresenta il costo variabile standard della tecnologia di punta identificata da Terna nel turbogas a ciclo aperto alimentato a gas naturale, l'Autorità specifica che i parametri tecno-economici che concorrono alla formazione del suddetto prezzo sono rappresentati da diversi componenti a copertura del costo per il gas naturale, a copertura dell'onere delle quote di emissione da rendere nell'ambito dell'*Emission Trading Scheme*, del costo per additivi, prodotti chimici, catalizzatori e smaltimento di rifiuti e residui della combustione, nonché le ecotasse, degli oneri di dispacciamento, di altri oneri e rischi. Sulla base della nuova metodologia, il prezzo di esercizio per il mese di giugno 2017 sarebbe pari a 125 €/MWh.

La Commissione Europea è stata informata della consultazione in atto da parte del regolatore e una valutazione definitiva del meccanismo italiano terrà conto anche di questi ulteriori aspetti tecnico-economici.

### 3. Illustrare i regimi di sostegno e le altre misure miranti a promuovere l'energia da fonti rinnovabili e ogni sviluppo nelle misure applicate rispetto a quelle indicate nel piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (articolo 22, paragrafo 1, lettera b), della direttiva 2009/28/CE).

#### SETTORE TERMICO

I principali meccanismi operativi a livello nazionale che promuovono l'impiego di fonti rinnovabili per usi termici sono i Certificati Bianchi (o Titoli di Efficienza Energetica), il Conto Termico e le Detrazioni Fiscali.

#### Certificati Bianchi

I Certificati Bianchi (o Titoli di Efficienza Energetica - TEE) sono titoli negoziabili che certificano i risparmi energetici negli usi finali di energia. Il meccanismo dei Certificati Bianchi ha come base giuridica il D.M. 24/04/2001, il D.M. 20/07/2004, il D.M. 21/12/2007, il D.M. 28/12/2012 e il D.M. 11/01/2017.

Nel biennio 2015-2016 il meccanismo dei Certificati Bianchi ha continuato a produrre i suoi effetti ai sensi del D.M. 28/12/2012 e delle linee guida EEN 9/11. I dettagli del funzionamento del meccanismo dei Certificati Bianchi (metodi di valutazione dei risparmi, principi introdotti dalle linee guida EEN 9/11, tipologie di TEE ottenibili, coefficiente di durabilità tau, periodo di riconoscimento dei Certificati, ecc.) sono stati ampiamente descritti nelle precedenti versioni della presente relazione. Di seguito, quindi, si darà soprattutto evidenza dei principali aggiornamenti normativi del meccanismo dei TEE attualmente in vigore e dei risultati conseguiti.

Con la pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana n.78 del 3-4-2017 è entrato in vigore il D.M. 11/01/2017: "Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2017 al 2020 e per l'approvazione delle nuove Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica". Il decreto stabilisce i criteri, le condizioni e le modalità di realizzazione dei progetti di efficienza energetica negli usi finali per l'accesso al meccanismo dei Certificati Bianchi.

Il sistema si fonda sull'obbligo, posto in capo alle aziende distributrici di gas e/o di energia elettrica con più di 50.000 clienti finali, di conseguire un obiettivo annuo prestabilito di risparmio energetico. Gli obiettivi di risparmio energetico nel periodo 2017 – 2020 stabiliti dal nuovo DM sono i seguenti:

#### Obiettivi quantitativi nazionali annui di risparmio energetico da conseguire attraverso il meccanismo dei Certificati Bianchi

Anno	Mtep di energia primaria da risparmiare
2017	7,14
2018	8,32
2019	9,71
2020	11,19

#### Risparmi da conseguire negli usi finali di energia elettrica e di gas naturale:

Anno	Risparmi di energia elettrica [milioni di TEE]	Risparmi di gas naturale [milioni di TEE]
2017	2,93	2,95
2018	2,49	3,08
2019	2,77	3,43
2020	3,17	3,92

I soggetti titolati alla presentazione di progetti di efficienza energetica sono i seguenti:

- a) i soggetti obbligati;
- b) le imprese di distribuzione di energia elettrica e gas naturale non soggette all'obbligo;
- c) i soggetti pubblici e privati che sono in possesso della certificazione UNI CEI 11352 o che hanno nominato un esperto di gestione dell'energia certificato secondo la norma UNI CEI 11339 o che sono in possesso di un sistema di gestione dell'energia certificato ISO 50001.

I soggetti titolati alla presentazione di progetti di efficienza energetica realizzano interventi che generano risparmi di energia primaria addizionali presso gli utenti finali e vendono i Certificati Bianchi ottenuti sul mercato organizzato dal GME o mediante contratti bilaterali ai soggetti obbligati e agli altri soggetti operanti nel meccanismo. La dimensione commerciale dei Certificati Bianchi è pari a 1 TEP.

Le principali novità introdotte dal DM 11/01/2017 sono le seguenti:

- **abolizione del metodo di valutazione analitico:** il decreto prevede solo un nuovo metodo a consuntivo (denominato PC) e un nuovo metodo standardizzato (denominato PS);
- **nuova definizione dei concetti di consumo di baseline e di risparmio energetico addizionale.** Per **consumo di baseline** si intende il consumo di energia primaria del sistema tecnologico assunto come punto di riferimento ai fini del calcolo dei risparmi energetici addizionali per i quali sono riconosciuti i Certificati Bianchi. Il consumo di baseline è dato dal minor valore tra il consumo antecedente alla realizzazione del progetto di efficienza energetica e il consumo di riferimento. Nel caso di nuovi impianti, edifici o siti comunque denominati per i quali non esistono valori di consumi energetici antecedenti all'intervento, il consumo di baseline è pari al consumo di riferimento. Per **risparmio energetico addizionale** si intende la differenza, in termini di energia primaria (espressa in TEP), fra il consumo di baseline e il consumo energetico conseguente alla realizzazione di un progetto. Tale risparmio è determinato, con riferimento al medesimo servizio reso, assicurando una normalizzazione delle condizioni che influiscono sul consumo energetico;
- **revisione della taglia minima dei progetti:** i progetti standardizzati devono aver generato, nel corso dei primi 12 mesi del periodo di monitoraggio, una quota di risparmio addizionale non inferiore a 5 TEP. Mentre i progetti a consuntivo devono aver generato, nel corso dei primi 12 mesi del periodo di monitoraggio, una quota di risparmio addizionale non inferiore a 10 TEP;
- **abolizione del coefficiente di durabilità "tau"** che anticipava temporalmente i flussi di cassa rispetto agli effettivi risparmi energetici conseguiti. Con il nuovo D.M la vita tecnica torna a coincidere con la vita utile dell'intervento, limitata a massimo dieci anni. All'atto della presentazione della domanda, tuttavia, il soggetto proponente può richiedere che, per la metà della durata della vita utile del progetto, il volume di Certificati Bianchi erogati sia moltiplicato per il fattore  $K_1 = 1,2$ . In tali casi, per la rimanente durata della vita utile, il numero di Certificati Bianchi erogati a seguito delle rendicontazioni dei risparmi effettivamente conseguiti e misurati è moltiplicato per il fattore  $K_2 = 0,8$ .
- **la tipologia dei Certificati torna a essere di quattro tipi:** Titoli di tipo I, II, III, e IV. Scompaiono i Titoli di tipo II-CAR, di tipo V, di tipo IN e di tipo E.
- **l'accesso al meccanismo** è previsto tramite stipulazione di un "contratto tipo" con il GSE;
- **I costi delle pratiche di accesso al meccanismo** (stabiliti dal DM 24/12/14) sono ora equiparati tutti a quelli previsti per le PPPM e le RVC.

Le nuove Linee guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei Certificati Bianchi sono contenute negli Allegati 1 e 2 al D.M. 11 gennaio 2017. L'Allegato 3 contiene, invece, un elenco delle tipologie di progetti ammissibili e i relativi valori della vita utile.

I progetti che prevedono l'impiego di FER per usi non elettrici sono ammessi esclusivamente in relazione alla loro capacità di incremento dell'efficienza energetica e alla capacità di generare risparmi addizionali in termini di energia primaria totale o non rinnovabile.

Vari sono i soggetti istituzionali coinvolti nella definizione degli indirizzi e nella valutazione dei progetti volti al raggiungimento degli obiettivi annuali in carico ai distributori di energia elettrica e gas naturale. Al Ministero dello Sviluppo Economico e al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare spettano i compiti di coordinamento e di indirizzo. Al GSE spetta la responsabilità del processo di valutazione e certificazione dei risparmi energetici, con il supporto dell'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA) e della società Ricerca sul Sistema Energetico (RSE). Al Gestore dei mercati energetici (GME) è assegnata la gestione delle piattaforme regolate di scambio dei titoli di efficienza energetica. All'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico (AEEGSI) spettano le attività di definizione dei rimborsi tariffari e di monitoraggio del meccanismo stesso. Al GSE, inoltre, spettano le attività di verifica e controllo su tutti i progetti di efficienza energetica per i quali è stato richiesto l'accesso al meccanismo dei Certificati Bianchi. Le attività di verifica e controllo si svolgono mediante verifiche documentali ovvero ispezioni e sopralluoghi in situ, anche senza preavviso.

Come evidenziato nelle versioni precedenti della presente relazione, per consentire ai soggetti obbligati di poter recuperare in tutto o in parte gli oneri sostenuti per la realizzazione degli interventi è stata istituita una componente sulle tariffe di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale. Per gli anni 2015 e 2016 i contributi tariffari definitivi sono stati pari rispettivamente a: 114,83 €/TEE e 118,37 €/TEE (contributo a preventivo). L’Autorità ha approvato, con delibera 435/2017/R/efr, la revisione delle regole di determinazione del contributo tariffario riconosciuto ai distributori di energia elettrica e gas adempienti agli obblighi di risparmio per gli anni d’obbligo successivi al 2017.

### Presentazione dei principali risultati relativi agli anni 2015 e 2016

Nel corso dell’anno 2016 il GSE ha riconosciuto complessivamente 5.517.891 TEE, di cui 1.936.559 generati dalle emissioni trimestrali automatiche relative alle RVC standard. I titoli riconosciuti nel 2016 sono il 10% in più rispetto a quelli del 2015, in cui sono stati riconosciuti circa 5 milioni di titoli, pari a circa 1,7 Mtep di risparmi primari. Le istanze presentate sono aumentate del 6%.

Come nelle edizioni precedenti, per gli scopi della presente relazione sono riportati i risultati in termini di controvalore dei TEE emessi in riferimento solamente agli interventi ammessi al meccanismo dei Certificati Bianchi che utilizzano tecnologie alimentate a **fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffrescamento**. L’analisi dei risultati è circoscritta a quegli interventi per cui sono state predisposte schede tecniche per la valutazione standard o analitica dei risparmi energetici conseguiti. Si ricorda che il DM 11/01/2017 ha abolito tutte le schede tecniche relative ai metodi di valutazione analitico e standard, che tuttavia sono state in vigore per tutto il corso degli anni 2015 e 2016. Il nuovo decreto, inoltre, tra le altre novità apportate al meccanismo, ha abolito il metodo di valutazione analitico e il coefficiente di durabilità  $\tau$ .

### Interventi analizzati nella presente relazione

N. scheda	Titolo della scheda tecnica	Coefficiente di durabilità ( $\tau$ )	Metodo di valutazione
8T	Impiego di collettori solari per la produzione di acqua calda sanitaria	2,65	Standardizzata
15T	Installazione di pompe di calore elettriche ad aria esterna in luogo di caldaie in edifici residenziali di nuova costruzione o ristrutturati	2,65	Standardizzata
21T	Applicazione nel settore civile di piccoli sistemi di cogenerazione per la climatizzazione invernale ed estiva degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria	3,36	Analitica
22T	Applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria	3,36	Analitica
26T	Installazione di sistemi centralizzati per la climatizzazione invernale e/o estiva di edifici ad uso civile	2,65 / 1,87	Analitica
27T	Installazione di pompa di calore elettrica per produzione di acqua calda sanitaria in impianti domestici nuovi ed esistenti	2,65	Standardizzata
37E	Nuova installazione di impianto di riscaldamento unifamiliare alimentato a biomassa legnosa di potenza inferiore o uguale a 35 kW termici	2,65	Standardizzata
40E	Installazione di impianto di riscaldamento alimentato biomassa legnosa nel settore della serra coltura	2,65	Standardizzata

I dati sul numero di titoli emessi e sui risparmi di energia primaria conseguiti sono stati ricavati dai Rapporti Annuali sul meccanismo dei Certificati Bianchi pubblicati dal GSE. Il prezzo utilizzato per calcolare il controvalore dei TEE emessi è il prezzo medio di mercato relativo agli anni solari 2015 e 2016. Nell’anno 2016, il prezzo medio rilevato è stato di circa 147,85 €/TEE., mentre nel 2015 di 104,56 €/TEE. I risultati sono presentati separatamente per ognuna delle schede tecniche elencate nella precedente tabella.

### Collettori solari (scheda tecnica n. 8T)

Nell’anno 2016 sono stati emessi 18.351 TEE afferenti ad interventi relativi all’installazione di collettori solari, in aumento rispetto al 2015, anno in cui i TEE emessi per questa tipologia di interventi sono stati pari a 2.530.

Nella successiva tabella sono presentati i risultati in termini di sostegno annuo complessivo relativi agli anni 2015 e 2016 inteso come controvalore dei TEE emessi.

**Sostegno annuo complessivo per interventi ricadenti nella scheda n. 8T**

Anno di riferimento	Prezzo medio dei TEE (€/TEE)	Sostegno annuo complessivo (€)
2016	147,85	2.713.185
2015	104,56	264.528

**Pompe di calore elettriche (scheda tecnica n.15T)**

Nell'anno 2016 sono stati approvati 15 TEE afferenti all'installazione di pompe di calore elettriche ad aria esterna in luogo di caldaie in edifici residenziali di nuova costruzione o ristrutturati. Nel 2015, invece non è stato emesso alcun TEE per questa tipologia di scheda

**Sostegno annuo complessivo per interventi ricadenti nella scheda n. 15T**

Anno di riferimento	Prezzo medio dei TEE (€/TEE)	Sostegno annuo complessivo (€)
2016	147,85	1.922
2015	104,56	-

**Applicazione di piccoli sistemi di cogenerazione per la climatizzazione (scheda tecnica n. 21T)**

I dati contenuti nelle tabelle successive si riferiscono all'applicazione nel settore civile di piccoli sistemi di cogenerazione per la climatizzazione invernale ed estiva degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria. Tali applicazioni comprendono anche l'uso del calore geotermico a bassa entalpia e del calore da impianti cogenerativi geotermici o alimentati da biomasse o rifiuti.

Nell'anno 2016 sono stati approvati 2.890 TEE a seguito di interventi concernenti la scheda 21T, in calo rispetto al 2015, anno in cui i TEE approvati sono stati 9.814 . E' bene precisare che il valore del sostegno annuo complessivo comprende tutti gli interventi afferenti la scheda 21T, di cui i sistemi che fanno uso di calore a bassa entalpia da impianti cogenerativi geotermici o alimentati da biomasse o rifiuti costituiscono un sottoinsieme.

**Sostegno annuo complessivo per interventi ricadenti nella scheda n. 21T**

Anno di riferimento	Prezzo medio dei TEE (€/TEE)	Sostegno annuo complessivo (€)
2016	147,85	427.285
2015	104,56	1.026.118

**Sistemi di teleriscaldamento (scheda tecnica n. 22T)**

I dati contenuti nelle tabelle successive si riferiscono all'applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione di ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria. Tali applicazioni comprendono anche l'uso del calore a bassa entalpia da impianti cogenerativi geotermici o alimentati da biomasse o rifiuti.

Nell'anno 2016 sono stati approvati 301.509 TEE a seguito di interventi concernenti la scheda 22T. Nel 2015 i TEE approvati sono stati 48.369. E' bene precisare che il valore del sostegno annuo complessivo comprende tutti gli interventi afferenti la scheda 22T, di cui i sistemi di teleriscaldamento che fanno uso di calore a bassa entalpia da impianti cogenerativi geotermici o alimentati da biomasse o rifiuti costituiscono un sottoinsieme. I sistemi di teleriscaldamento da impianti a biomasse, tra gli interventi incentivabili concernenti le FER termiche, costituiscono la tipologia più numerosa.

**Sostegno annuo complessivo per interventi ricadenti nella scheda n. 22T**

Anno di riferimento	Prezzo medio dei TEE (€/TEE)	Sostegno annuo complessivo (€)
2016	147,85	44.577.934
2015	104,56	5.057.294

### **Sistemi centralizzati di climatizzazione** (scheda tecnica n. 26T)

I dati contenuti nelle tabelle successive si riferiscono all'installazione di sistemi centralizzati per la climatizzazione invernale e/o estiva di edifici ad uso civile. Tali applicazioni comprendono anche l'uso del calore a bassa entalpia da impianti cogenerativi geotermici o alimentati da biomasse o rifiuti.

Nell'anno 2016 sono stati approvati 92.015 TEE a seguito di interventi concernenti la scheda 26T. Nel 2015 i TEE approvati sono stati 93.230. E' bene precisare che il valore del sostegno annuo complessivo comprende tutti gli interventi afferenti la scheda 26T, di cui i sistemi centralizzati di climatizzazione che fanno uso di calore a bassa entalpia da impianti cogenerativi geotermici o alimentati da biomasse o rifiuti costituiscono un sottoinsieme.

#### **Sostegno annuo complessivo per interventi ricadenti nella scheda n. 26T**

Anno di riferimento	Prezzo medio dei TEE (€/TEE)	Sostegno annuo complessivo (€)
2016	147,85	13.604.365
2015	104,56	9.747.804

### **Installazione di pompa di calore elettrica per produzione di acqua calda sanitaria in impianti nuovi ed esistenti** (scheda tecnica n. 27T)

La scheda 27T è stata introdotta dall'Autorità per l'energia Elettrica e il gas nel 2010 con la Delibera EEN 15/1. L'applicazione di tale scheda non ha prodotto risultati significativi negli anni. Nell'anno 2016 sono stati approvati 11 TEE a seguito di interventi concernenti la scheda 27T. Nel 2015 i TEE approvati sono stati 15.

#### **Sostegno annuo complessivo per interventi ricadenti nella scheda n. 27T**

Anno di riferimento	Prezzo medio dei TEE (€/TEE)	Sostegno annuo complessivo (€)
2016	147,85	1.626
2015	104,56	1.568

### **Nuova installazione di impianto di riscaldamento unifamiliare alimentato a biomassa legnosa di potenza minore o uguale a 35 kW termici** (scheda tecnica n. 37E)

La scheda 37E è stata introdotta dal D.M. 28/12/2012 "Certificati Bianchi". Nell'anno 2016 sono stati emessi 1.382 TEE afferenti ad interventi di nuova installazione di impianti di riscaldamento unifamiliari alimentati a biomassa legnosa di potenza minore o uguale a 35 kW termici. Nel 2015 i TEE emessi per questa tipologia di interventi sono stati pari a 860.

Nella successiva tabella sono presentati i risultati in termini di sostegno annuo complessivo relativi agli anni 2016 e 2015 inteso come controvalore dei TEE emessi per la realizzazione di interventi afferenti la scheda 37E.

#### **Sostegno annuo complessivo per interventi ricadenti nella scheda n. 37E**

Anno di riferimento	Prezzo medio dei TEE (€/TEE)	Sostegno annuo complessivo (€)
2016	147,85	204.328
2015	104,56	89.919

### **Installazione di impianto di riscaldamento alimentato a biomassa legnosa nel settore della serricoltura** (scheda tecnica n. 40E)

La scheda 40E è stata introdotta dal D.M. 28/12/2012 "Certificati Bianchi". Nell'anno 2016 sono stati emessi 21.661 TEE afferenti ad interventi relativi all'installazione di impianti di riscaldamento a biomassa legnosa nella serricoltura. Nel 2015 i TEE emessi per questa tipologia di interventi sono stati pari a 75.758.

#### **Sostegno annuo complessivo per interventi ricadenti nella scheda n. 40E**

Anno di riferimento	Prezzo medio dei TEE (€/TEE)	Sostegno annuo complessivo (€)
2016	147,85	3.202.567
2015	104,56	7.920.993

## Conto Termico

Il DM 16 febbraio 2016, in vigore dal 31 maggio 2016, ha aggiornato il cosiddetto Conto Termico (CT), potenziando e semplificando il meccanismo di sostegno già introdotto dal decreto 28/12/2012, che incentivava interventi per l'incremento dell'efficienza energetica e la produzione di energia termica da fonti rinnovabili. I fondi messi a disposizione ammontano a 900 milioni di euro annui. I beneficiari del meccanismo sono le Pubbliche Amministrazioni, che dispongono di un ammontare di 200 milioni di euro per la realizzazione di interventi di efficienza energetica e di produzione di energia termica da FER e le imprese e i privati con a disposizione 700 milioni di euro destinabili solamente all'installazione di energia termica da FER.

L'incentivo consiste nella erogazione di un contributo in conto capitale, in una o più rate, che, entro determinati parametri, criteri e massimali di spesa specifica, può arrivare a coprire, a seconda degli interventi, dal 40% al 65% del costo di investimento ammesso.

Rispetto a quanto descritto nelle precedenti versioni della presente relazione il nuovo Conto Termico è un meccanismo, nel suo complesso rinnovato rispetto a quello delineato dal decreto del 2012. Il D.M. 16 febbraio 2016 ha introdotto elementi di stimolo dell'innovazione tecnologica, riferendosi, nella definizione dei requisiti per l'accesso agli incentivi, alla normativa tecnica di settore più aggiornata, premiando gli standard tecnologici più performanti presenti sul mercato e semplificando l'iter procedurale di ammissione agli incentivi. Oltre ad un ampliamento delle modalità di accesso e dei soggetti ammessi (sono ricomprese oggi anche le società *in house* e le cooperative di abitanti), sono stati introdotti nuovi interventi di efficienza energetica. Le variazioni più significative riguardano anche la dimensione degli impianti ammissibili, che è stata aumentata, mentre è stata snellita la procedura di accesso diretto per gli apparecchi inseriti in un apposito catalogo.

Altre novità riguardano gli incentivi stessi: sono infatti previsti sia l'innalzamento del limite per la loro erogazione in un'unica rata (dai precedenti 600 agli attuali 5.000 euro), sia la riduzione dei tempi di pagamento che, nel nuovo meccanismo, passano da 6 a 2 mesi.

Con il nuovo Conto Termico è possibile riqualificare gli edifici per migliorarne le prestazioni energetiche, riducendo i costi dei consumi e recuperando in tempi brevi parte della spesa sostenuta. Inoltre, il nuovo CT consente alle PA di esercitare il loro ruolo esemplare previsto dalle direttive sull'efficienza energetica.

È possibile richiedere gli incentivi tramite l'accesso diretto (successivamente alla conclusione dell'intervento) oppure a prenotazione (all'avvio dell'intervento). La prima di queste due modalità è disponibile sia per i soggetti pubblici sia per i privati, mentre la seconda è riservata solo alla Pubblica Amministrazione. Rispetto alla versione precedente è stata eliminata la modalità di accesso mediante iscrizione a registro.

Come nella versione precedente, il nuovo Conto Termico ammette all'incentivazione due categorie di interventi:

- **Categoria 1 - Interventi incentivabili per le PA:**
  - isolamento termico di superfici opache;
  - sostituzione di finestre;
  - sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con generatori di calore a condensazione;
  - installazione di sistemi di schermatura e/o ombreggiamento;
  - trasformazione degli edifici in NZEB;
  - sostituzione di sistemi per l'illuminazione d'interni e delle pertinenze esterne con sistemi efficienti di illuminazione;
  - installazione di tecnologie di *building automation* degli impianti termici ed elettrici degli edifici.
  
- **Categoria 2 . Interventi incentivabili per PA e privati**
  - sostituzione di impianti di climatizzazione con impianti a pompa di calore fino a 2.000 kW
  - sostituzione di impianti di climatizzazione con generatori a biomassa fino a 2.000 kW
  - installazione di collettori solari termici fino a 2.500 mq
  - sostituzione di scaldacqua elettrici con boiler a pompa di calore
  - sostituzione di impianti di climatizzazione con nuovi sistemi ibridi (caldaie a condensazione + pompa di calore)

Per gli interventi di categoria 2, l'incentivo, che non può superare il 65% delle spese ammissibili, è calcolato in base alla producibilità presunta di energia termica e in funzione della tecnologia, della taglia dell'impianto e della zona climatica, con l'applicazione, per i generatori a biomasse, di coefficienti premianti in relazione a bassi valori di emissioni di particolato.

Un'interessante novità è costituita dal sostegno alla trasformazione degli edifici esistenti in "edifici a energia quasi zero (nZEB)". Si tratta di interventi di ristrutturazione edilizia, compreso l'ampliamento fino ad un massimo del 25% della volumetria, finalizzato a trasformare gli edifici di proprietà della PA in "edifici a energia quasi zero", nel rispetto dei requisiti di cui al DM 26 giugno 2015. Tra le spese rimborsabili sono comprese anche quelle relative ad eventuali

interventi per l'adeguamento sismico delle strutture dell'edificio, rafforzate o ricostruite, che contribuiscono anche all'isolamento. E' possibile la riedificazione in ubicazione diversa da quella dell'edificio oggetto di demolizione.

Da segnalare anche l'introduzione del sostegno agli interventi di *building automation*. Si tratta dell'installazione di tecnologie di gestione e controllo automatico degli impianti termici ed elettrici degli edifici ai fini del miglioramento dell'efficienza energetica nel riscaldamento, raffrescamento, ventilazione e condizionamento, produzione di acqua calda sanitaria, illuminazione, controllo delle schermature solari, centralizzazione e controllo integrato delle diverse applicazioni, diagnostica e rilevamento consumi, afferenti almeno alla classe B della Norma EN15232.

Con il nuovo decreto sono state riviste le modalità di pagamento: la nuova disciplina ha confermato l'erogazione del contributo in 1, 2 o 5 rate annuali, in funzione della taglia e della tipologia di intervento, introducendo, per le richieste presentate dai privati, il pagamento in un'unica soluzione per importi fino a 5.000 euro, mentre per la PA sono previsti pagamenti in un'unica soluzione anche per valori eccedenti questa cifra.

### Risultati conseguiti nel 2015 e nel 2016

La Tabella seguente riporta i risultati in termini di richieste di incentivazione pervenute e relativo incentivo negli anni 2015 e 2016. I dati relativi al 201, comprendono le richieste inviate mediante l'iscrizione a registro. Tale modalità di accesso è stata eliminata dalla nuova versione del meccanismo entrata in vigore nel 2016.

#### Prospetto di sintesi dei risultati generali anni 2015-2016

ANNO	ACCESSO DIRETTO		PRENOTAZIONE		REGISTRI		TOTALE	
	N. richieste	Incentivo richiesto [mln €]	N. richieste	Incentivo richiesto [mln €]	N. richieste	Incentivo richiesto [mln €]	N. richieste	Incentivo richiesto [mln €]
2015	8.241	34,7	5	0,2	17	3,2	8.263	38,1
2016	14.814	49,5	141	18,8	-	-	14.955	68,3

La procedura di accesso diretto costituisce la modalità di accesso all'incentivo più utilizzata (il 99% delle richieste).

La tabella seguente riporta i dati disaggregati per tipologia di intervento realizzato dandone l'indicazione della numerosità, il numero di interventi realizzati, i relativi incentivi complessivi concessi, l'incentivo medio riconosciuto, le spese sostenute per gli interventi dai soggetti responsabili e la spesa media sostenuta. Le spese sostenute per gli interventi sono state dichiarate dal soggetto responsabile tramite il sistema informativo (Portaltermico) e attestate tramite fatture e relativi pagamenti.

#### Accesso diretto. Dettaglio richieste pervenute per tipologia di intervento nel 2015 e 2016

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	Anno 2015			Anno 2016		
	N. interventi	Incentivi richiesti per intervento [mln €]	Incentivo medio [€ intervento]	N. interventi	Incentivi richiesti per intervento [mln €]	Incentivo medio [€ intervento]
1.A - Involucro opaco	64	3,130	48.908	175	9,09	51.923
1.B - Chiusure trasparenti	69	1,638	23.735	135	3,89	28.815
1.C - Generatori condensazione	121	0,999	8.258	548	2,21	4.036
1.D - Schermature	3	0,038	12.619	23	0,17	7.541
1.E - nZEB				21	9,66	460.163
1.F - Sistemi di illuminazione				67	1,13	16.922
1.G - Building Automation				40	0,45	11.251
2.A - Pompe di calore	71	0,221	3.114	374	3,11	8.316
2.B - Generatori a biomasse	2.512	10,833	4.312	7.503	21,21	2.814
2.C - Solare termico	5.121	14,300	2.792	6.319	16,41	2.588
2.D - Scaldacqua a pdc	94	0,052	555	227	0,14	613
2.E - Sistemi ibridi				24	0,06	2.290
Totale	8.055	31,211	3.875	15.456	67,53	4.369
DE+APE: Diagnosi e attestato prestazione energetica	185	0,370		266	0,79	
TOTALE		31,581			68,32	

Gli interventi realizzati, riferiti alle richieste con contratto attivato nel 2015, sono 8.055: tale numero è superiore al numero delle richieste ammesse (7.842) per la presenza di richieste cosiddette multi-intervento, cioè relative a più interventi realizzati contestualmente. Nel 2015 l'intervento per il quale sono state presentate più richieste di incentivo è risultato essere l'installazione di impianti solari termici con 5.121 richieste e un volume complessivo degli incentivi richiesti pari a oltre 14 milioni di euro. A seguire la sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale con generatori a biomasse, con oltre 2.500 richieste, per un incentivo totale superiore ai 10,8 milioni di euro.

Nel 2016 l'intervento per il quale sono state presentate più richieste di incentivo è risultato essere la sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale con generatori a biomasse, con oltre 7.500 richieste e un volume complessivo degli incentivi pari a oltre 21 milioni di euro; a seguire il solare termico, con oltre 6.300 richieste, per un incentivo totale leggermente superiore ai 16 milioni di euro. In terza posizione si trovano, invece, i generatori a condensazione, con oltre 540 richieste per un importo complessivo di circa 2,2 milioni di euro; con riferimento all'importo dell'incentivo si collocano in terza posizione gli interventi di trasformazione degli edifici in nZEB con 9,7 milioni di euro e 21 richieste pervenute a prenotazione.

Nel 2015 alcuni degli interventi elencati in tabella non erano ammessi all'incentivazione dal DM 28 dicembre 2012.

La tabella sottostante mostra come Nel 2016, con l'entrata in vigore del nuovo Conto Termico, si osserva un rilevante incremento delle richieste pervenute, accompagnato da un aumento dell'importo medio degli incentivi richiesti.

**Dettaglio richieste pervenute per tipologia di intervento nel 2016 e decreto di riferimento.**

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	DM 28 dicembre 2012 (C.T. 1.0)			DM 16 febbraio 2016 (C.T. 2.0)		
	N. interventi	Incentivi richiesti per intervento [mln €]	Incentivo medio [€ intervento]	N. interventi	Incentivi richiesti per intervento [mln €]	Incentivo medio [€ intervento]
1.A - Involucro opaco	54	1,93	35.666	121	7,16	59.178
1.B - Chiusure trasparenti	37	0,95	25.739	98	2,94	29.975
1.C - Generatori condensazione	218	1,01	4.634	330	1,20	3.641
1.D - Schermature	2	0,03	15.400	21	0,14	6.792
1.E - nZEB	-	-	-	21	9,66	460.163
1.F - Sistemi di illuminazione	-	-	-	67	1,13	16.922
1.G - Building Automation	-	-	-	40	0,45	11.251
2.A - Pompe di calore	37	0,25	12.602	337	2,86	8.493
2.B - Generatori a biomasse	2.254	8,55	3.793	5.249	12,66	2.412
2.C - Solare termico	2.789	9,72	3.485	3.530	6,68	1.894
2.D - Scaldacqua a pdc	92	0,06	599	135	0,09	656
2.E - Sistemi ibridi				24	0,06	2.290
Totale	5.483	22,49	4.102	9.973	45,04	4.516
DE+APE: Diagnosi e attestato prestazione energetica	158	0,28		208	0,51	
TOTALE		22,78			45,54	

## Le agevolazioni fiscali per il risparmio energetico

Gli impianti solari termici, le pompe di calore ad alta efficienza, i sistemi geotermici a bassa entalpia, i generatori di calore a biomassa, gli scaldacqua a pompa di calore, possono usufruire di un meccanismo di incentivazione del risparmio energetico nel settore edilizio, mediante detrazioni fiscali. Si tratta di un meccanismo volontario che consiste nella possibilità di detrarre dalle imposte sui redditi IRPEF (Imposta sul Reddito delle Persone Fisiche) o IRES (Imposta sul Reddito delle Società) una percentuale delle spese sostenute per determinati interventi di riqualificazione energetica di edifici esistenti. La detrazione deve essere ripartita su 10 anni.

Le agevolazioni fiscali per gli interventi di risparmio energetico trovano copertura all'interno del bilancio annuale e pluriennale dello Stato. Il regime è in vigore dall'anno 2007 (Legge n. 296/2006 Finanziaria 2007) ed è stato nel tempo modificato e prorogato. La legge di bilancio 2017 (legge n. 232 dell'11 dicembre 2016) ha prorogato al 31 dicembre 2017, nella misura del 65%, la detrazione fiscale (dall'Irpef e dall'Ires) per gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici. La proposta di legge di bilancio 2018, attualmente in discussione, conferma l'ecobonus anche per il 2018, ma con alcune novità, anche nelle percentuali detraibili (per taluni interventi potrebbero scendere al 50%)

Negli anni oggetto di analisi della presente relazione (2015 e 2016) la detrazione è stata pari al 65%.

È stata prorogata al 31 dicembre 2021 la detrazione per gli interventi sulle parti comuni degli edifici condominiali e per quelli effettuati su tutte le unità immobiliari di cui si compone il singolo condominio. Per questi interventi sono riconosciute detrazioni più elevate quando si riescono a conseguire determinati indici di prestazione energetica. In tal caso, infatti, sarà possibile usufruire di una detrazione del 70 o del 75% da calcolare su un ammontare complessivo delle spese non superiore a 40.000 euro moltiplicato per il numero di unità immobiliari che compongono l'edificio.

In funzione della tipologia di intervento è previsto un limite massimo di detrazione della quale si può beneficiare. Nella tabella seguente sono riportati i valori previsti

### Detrazioni massime ammesse

TIPO DI INTERVENTO	DETRAZIONE MASSIMA
riqualificazione energetica di edifici esistenti	100.000 euro
involucro edifici (per esempio, pareti, finestre - compresi gli infissi - su edifici esistenti)	60.000 euro
installazione di pannelli solari	60.000 euro
sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale	30.000 euro
acquisto e posa in opera delle schermature solari elencate nell'allegato M del decreto legislativo n. 311/2006 (solo per gli anni 2015, 2016 e 2017)	60.000 euro
acquisto e posa in opera di impianti di climatizzazione invernale dotati di generatori di calore alimentati da biomasse combustibili (solo per gli anni 2015, 2016 e 2017)	30.000 euro
dispositivi multimediali per il controllo a distanza degli impianti (solo per gli anni 2016 e 2017)	non previsto limite massimo
interventi su parti comuni degli edifici condominiali per i quali si può usufruire della detrazione del 70 o del 75%	40.000 euro moltiplicato per il numero delle unità immobiliari che compongono l'edificio

Possono usufruire della detrazione tutti i contribuenti residenti e non residenti, anche se titolari di reddito d'impresa, che possiedono, a qualsiasi titolo, l'immobile oggetto di intervento. In particolare, sono ammessi all'agevolazione:

- le persone fisiche, compresi gli esercenti arti e professioni
- i contribuenti che conseguono reddito d'impresa (persone fisiche, società di persone, società di capitali)
- le associazioni tra professionisti
- gli enti pubblici e privati che non svolgono attività commerciale.

Per il 2016, la possibilità di usufruire delle detrazioni spetta anche agli istituti autonomi per le case popolari, comunque denominati, per interventi realizzati su immobili di loro proprietà, adibiti ad edilizia residenziale pubblica. Dal 2017 al 2021, tali istituti possono usufruire, invece, solo delle maggiori detrazioni del 70 e 75%.

### Principali risultati

Di seguito è riportata una tabella riepilogativa degli investimenti suddivisi per tecnologia/intervento realizzati in totale tra il 2014-2015 e nel 2016 che hanno usufruito delle agevolazioni fiscali per il risparmio energetico.

## Investimenti (M€) per tecnologia, anno 2016 e totale anni 2014-2016

Tecnologia/intervento	2016 (mln €)	2014-2015 (mln €)
Pareti orizzontali o inclinate	651,2	1.734
Pareti verticali	301,1	1.074
Serramenti	1.447,9	4.357
Solare termico	56,4	223
Schermature solari	148,4	249
Caldaia a condensazione	543,3	1.412
Caldaia a biomassa	16,1	39
Impianto geotermico	4,1	11
Pompa di calore	110,3	297
Building Automation	3,5	9
Scaldacqua pompa di calore per ACS	20,7	59
TOTALE	3.302,9	9.463

Fonte: ENEA RAPPORTO ANNUALE 2017 - Le detrazioni fiscali del 65%

### Le agevolazioni fiscali per le ristrutturazioni edilizie

Gli interventi effettuati per il conseguimento di risparmi energetici, con particolare riguardo all'installazione di impianti basati sull'impiego delle fonti rinnovabili di energia possono accedere alle agevolazioni fiscali sugli interventi di ristrutturazione edilizia. Ad esempio, rientra tra i lavori agevolabili l'installazione di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica (risoluzione dell'Agenzia delle Entrate n. 22/E del 2 aprile 2013).

L'agevolazione consiste in una detrazione dall'Irpef del 50% delle spese sostenute, fino a un ammontare complessivo delle stesse che non superiore a 96.000 euro per unità immobiliare.

Le agevolazioni fiscali per le ristrutturazioni edilizie trovano copertura all'interno del bilancio annuale e pluriennale dello Stato. Il regime è in vigore dall'anno 1986 (dall'art. 16-bis del Dpr 917/86) ed è stato nel tempo modificato e prorogato. Recentemente, la legge di bilancio 2017 (legge n. 232 dell'11 dicembre 2016) ha prorogato al 31 dicembre 2017 la possibilità di usufruire della maggiore detrazione Irpef (50%), confermando il limite massimo di spesa di 96.000 euro per unità immobiliare. La proposta di legge di bilancio 2018, attualmente in discussione, conferma la detrazione anche per il 2018.

La legge di bilancio 2017 ha inoltre prorogato la detrazione del 50% per l'acquisto di mobili e di grandi elettrodomestici di classe non inferiore alla A+ (A per i forni), finalizzati all'arredo di immobili oggetto di ristrutturazione. Inoltre, la legge di bilancio 2017 ha previsto la proroga delle detrazioni in seguito alle spese sostenute per interventi di adozione di misure antisismiche fino al 31 dicembre 2021, introducendo nuove e più specifiche regole per poterne usufruire, differenziandole a seconda del risultato ottenuto con l'esecuzione dei lavori, della zona in cui si trova l'immobile e della tipologia di edificio.

Negli anni oggetto di analisi della presente relazione (2015 e 2016) la detrazione è stata pari al 50%.

Possono usufruire della detrazione sulle spese di ristrutturazione tutti i contribuenti assoggettati all'imposta sul reddito delle persone fisiche (Irpef), residenti o meno nel territorio dello Stato. L'agevolazione spetta non solo ai proprietari degli immobili ma anche ai titolari di diritti reali/personali di godimento sugli immobili oggetto degli interventi e che ne sostengono le relative spese:

- proprietari o nudi proprietari
- titolari di un diritto reale di godimento (usufrutto, uso, abitazione o superficie) locatari o comodatari
- soci di cooperative divise e indivise
- imprenditori individuali, per gli immobili non rientranti fra i beni strumentali o merce
- soggetti indicati nell'articolo 5 del Tuir, che producono redditi in forma associata (società semplici, in nome collettivo, in accomandita semplice e soggetti a questi equiparati, imprese familiari), alle stesse condizioni previste per gli imprenditori individuali.

## SETTORE ELETTRICO

### Panoramica dei meccanismi di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili

In Italia, durante il biennio 2015-2016, i meccanismi di incentivazione accessibili per nuovi impianti di produzione di energia elettrica da FER sono stati i seguenti:

- **D.M. 6 luglio 2012**, a supporto degli impianti da fonte rinnovabile non fotovoltaica, che, a partire da gennaio 2013, ha sostituito i Certificati Verdi (di seguito anche CV) e le Tariffe Onnicomprensive (di seguito anche TO).
- **D.M. 23 giugno 2016**, che ha aggiornato i meccanismi già introdotti dal D.M. 6 luglio 2012 per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella fotovoltaica. Lo stesso Decreto ha incluso tra gli impianti ammissibili ai suddetti meccanismi i solari termodinamici, abrogando il D.M. 11 aprile 2008.

Un'ulteriore forma di agevolazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è costituito dai seguenti servizi di ritiro semplificato dell'energia:

- **Ritiro Dedicato (RID)**, rivolto agli impianti programmabili fino a 10 MVA e a quelli non programmabili di qualsiasi potenza. Il RID consiste nella possibilità di far ritirare (e remunerare) l'energia al GSE, che la colloca poi sul mercato;
- **Scambio sul Posto (SSP)**, rivolto agli impianti fino a 200 kW. Tale soglia è stata innalzata a 500 kW dal Decreto Legge 91/2014. Lo SSP fornisce all'utente un ristoro della spesa per l'acquisto dell'energia elettrica prelevata dalla rete in base al valore dell'energia prodotta e immessa in rete.

Oltre ai suddetti sistemi incentivanti, per completezza possono essere citati i meccanismi introdotti precedentemente, che, sia pure non più accessibili nel periodo in esame, hanno continuato a supportare una cospicua mole di impianti in esercizio.

Tra questi, il primo introdotto in Italia, nel 1992, è il **CIP6 /92**, una forma di remunerazione amministrata dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e da fonti assimilate attraverso una tariffa incentivante, il cui valore è aggiornato nel tempo. E' una tipologia di tariffa onnicomprensiva poiché la remunerazione riconosciuta include implicitamente sia una componente incentivante sia una componente di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete.

I **Certificati Verdi**, fino al 2015, sono stati dei titoli riconosciuti in misura proporzionale all'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili e da alcuni impianti cogenerativi, che 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 prestabilita quota di elettricità da fonti rinnovabili, quota annullata a partire dal 2016), oppure ritirati dal GSE a prezzi regolati.

A partire dal 2016, agli impianti che hanno maturato il diritto ai Certificati Verdi e per i quali non è ancora terminato il periodo incentivante, è riconosciuto, per il periodo residuo di incentivazione, un incentivo sulla produzione netta incentivata aggiuntivo ai ricavi conseguenti alla valorizzazione dell'energia.

Le **Tariffe Onnicomprensive** sono state introdotte dalla L. 244/2007 e regolate dal D.M. 18/12/2008. Sono riservate agli impianti con potenza fino a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici), entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012. Si tratta di un sistema di 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.

Per quanto riguarda il settore fotovoltaico, dal 2013 è terminata la possibilità di accedere (salvo casi particolari) alle tariffe del **Conto Energia**, a causa dell'esaurimento del budget complessivamente disponibile (6,7 miliardi di euro/anno). Le realizzazioni avvenute nel biennio 2015-2016 sono state supportate principalmente tramite lo Scambio sul Posto e/o tramite un meccanismo di detrazione fiscale (quest'ultimo accessibile solo per piccoli impianti asserviti agli edifici).

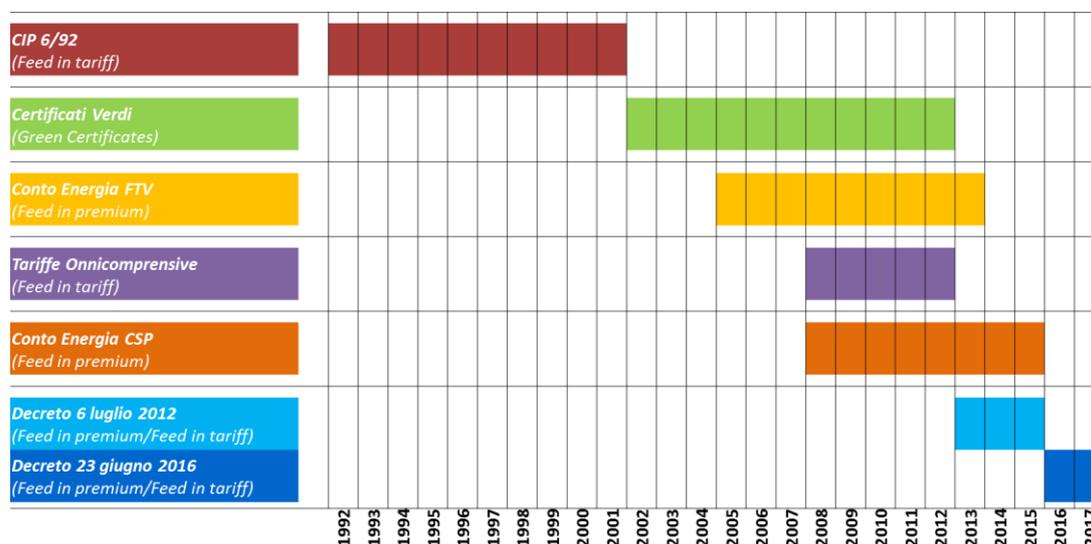
Il **D.M. 6 luglio 2012** ha introdotto, in sostituzione dei meccanismi dei Certificati Verdi e delle Tariffe Onnicomprensive, il nuovo sistema di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella fotovoltaica entrati in esercizio dal 1° gennaio 2013. Gli impianti sono incentivati sulla base dell'energia immessa in rete: quelli fino a 1 MW con delle tariffe onnicomprensive; quelli oltre il MW con un incentivo pari alla differenza tra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario dell'energia. A seconda della 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.

Il **D.M. 23 giugno 2016** ha aggiornato i meccanismi introdotti dal D.M. 6 luglio 2012 per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella fotovoltaica, includendo anche gli impianti solari termodinamici (abrogando il D.M. 11 aprile 2008, precedente meccanismo di incentivazione degli impianti solari termodinamici). Gli impianti sono incentivati sulla base dell'energia immessa in rete: quelli fino a 500 kW con delle tariffe onnicomprensive; quelli oltre tale soglia di potenza con un incentivo pari alla differenza tra

una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario dell'energia. A seconda della 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.

Nella figura sottostante è fornita una rappresentazione schematica dell'avvicendamento cronologico tra i diversi meccanismi incentivanti per le FER elettriche in Italia (i periodi riportati in figura si riferiscono alla possibilità di accesso ai meccanismi e non alla durata dell'incentivazione, ma comunque si tratta di una rappresentazione indicativa dato che, ad esempio, non si considerano i periodi transitori o l'effettivo inizio delle decorrenza degli incentivi per impianti che abbiano fatto richiesta nelle fasi terminali dei meccanismi).

### Sistemi di incentivazione vigenti nel periodo 1992-2016



### Meccanismi di incentivazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili

Meccanismo incentivante	Periodo accesso <sup>(1)</sup>	Durata incentivo <sup>(1)</sup>	Fonti/tecnologie	Potenza impianto <sup>(2)</sup>	Tipologia incentivo <sup>(3)</sup>	Valorizzazione incentivo	Tipologia energia incentivata	Valorizzazione energia immessa <sup>(4)</sup>
DM 23/6/2016	dal 2016	15-30 anni	FER-E non FV e solare CSP	<=500kW	FIT	Tariffa costante	Immessa	Inclusa nella tariffa
				>500kW	SFIP	Tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Immessa	Mercato
DM 6/7/2012	2013-2016	15-30 anni	FER-E non FV	<=1MW	FIT	Tariffa costante	Immessa	Inclusa nella tariffa
				>1MW	SFIP	Tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Immessa	Mercato
V Conto Energia	2012-2013	20 anni	FV	<=1MW	FIT + PA	Tariffa costante	Prodotta	Inclusa nella tariffa
				>1MW	SFIP + PA	Tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Prodotta	Mercato
Conto Energia Solare Termodinamico	2008-2016	25 anni	Solare CSP	Qualsiasi	FIP	Tariffa costante	Prodotta	Mercato o RID o SSP
Tariffa onnicomprensiva	2008-2012	15 anni	FER-E non FV	<=1MW <sup>(5)</sup>	FIT	Tariffa costante	Immessa	Inclusa nella tariffa
I-IV Conto Energia FV	2006-2012	20 anni	FV	Qualsiasi	FIP <sup>(6)</sup>	Tariffa costante	Prodotta	Mercato o RID o SSP
Certificati Verdi / Tariffa incentivante ex CV	2002-2012	8-15 anni	FER-E <sup>(7)</sup>	Qualsiasi	Certificati Verdi / SFIP	Mercato CV o ritiro CV a valore indicizzato a prezzo energia / tariffa ottenuta per differenza con il prezzo dell'energia	Prodotta	Mercato o RID o SSP
CIP6/92	1992-2001	8-15 anni	FER-E e assimilate	Qualsiasi	FIT	Tariffa in parte indicizzata al prezzo dei combustibili	Immessa	Inclusa nella tariffa

#### Note alla tabella

- (1) periodo indicativo di ammissibilità al meccanismo e durata dell'incentivo, salvo disposizioni specifiche o transitorie
- (2) non inferiore a 1 kW
- (3) FIT: Feed in Tariff ovvero una tariffa onnicomprensiva di ritiro dell'energia immessa in rete  
FIP: Feed in Premium ovvero una tariffa premio costante aggiuntiva rispetto al valore di mercato dell'energia  
SFIP: Sliding Feed in Premium ovvero una tariffa premio calcolata per differenza rispetto al prezzo di mercato dell'energia  
PA: Tariffa Premio applicata all'energia autoconsumata
- (4) l'accesso al servizio di Ritiro Dedicato (RID) e Scambio sul Posto (SSP) è regolamentato in funzione della tipologia e potenza di impianto
- (5) 200 kW per gli impianti eolici
- (6) il IV Conto Energia prevedeva per gli impianti entrati in esercizio a partire dal 2013 una FIT + PA
- (7) inclusi specifici impianti di cogenerazione abbinati a reti di teleriscaldamento

## D.M. 23 giugno 2016

Il D.M. 23 giugno 2016 ha aggiornato i meccanismi già introdotti dal D.M. 6 luglio 2012 per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi da quelli fotovoltaici. Lo stesso Decreto ha incluso tra gli impianti ammissibili ai suddetti meccanismi i solari termodinamici, abrogando il D.M. 11 aprile 2008. Gli incentivi previsti dal Decreto si applicano agli impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, che entrano in esercizio dal 1° gennaio 2013. L'accesso agli incentivi stabiliti dal D.M. 23 giugno 2016 è alternativo ai meccanismi dello scambio sul posto e del ritiro dedicato.

### Tipologia di incentivi

L'incentivazione è riconosciuta all'energia prodotta netta e immessa in rete, che è pari al minor valore fra la produzione netta (produzione lorda diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari e delle perdite) e l'energia effettivamente immessa in rete. L'energia elettrica autoconsumata non ha pertanto accesso agli incentivi.

Il decreto prevede due distinti meccanismi incentivanti, individuati sulla base della potenza, della fonte rinnovabile e della tipologia dell'impianto:

- A. Una **tariffa incentivante omnicomprensiva** (To) per gli impianti di potenza fino a 500 kW, determinata dalla somma tra una tariffa incentivante base e l'ammontare di eventuali premi cui l'impianto può avere diritto;
- B. Un **incentivo** (I) per gli impianti di potenza superiore a 500 kW, calcolato come differenza tra la tariffa incentivante base - cui vanno sommati eventuali premi - e il prezzo zonale orario dell'energia (riferito alla zona di mercato in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto). L'energia prodotta dagli impianti che accedono all'incentivo (I) resta nella disponibilità del produttore, che è tenuto a valorizzarla autonomamente.

I valori delle tariffe base di riferimento per le diverse classi di potenza e fonti di alimentazione sono in generale minori o uguali a quelli introdotti nel 2012. È stata tuttavia prevista la possibilità di accedere, pur con le modalità aggiornate, alle tariffe e ai premi del D.M. 6 luglio 2012 per gli impianti, diversi dai solari termodinamici, entrati in esercizio entro un anno dall'entrata in vigore del nuovo Decreto.

### Tariffe incentivanti

Per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza, è individuato il valore delle tariffe incentivanti base (Tb) di riferimento, assegnata, al netto di eventuali riduzioni o premi, per la vita media utile convenzionale della specifica tipologia di impianto, come indicato nell'Allegato 1 del Decreto.

Allegato 1 D.M. 23 giugno 2016

Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza	Vita utile degli impianti	Tariffa
		kW	anni	Euro/MWh
Eolica	On-shore	1<P≤20	20	250
		20<P≤60	20	190
		60<P≤200	20	160
		200<P≤1000	20	140
		1000<P≤5000	20	130
		P>5000	20	110
	Off-shore	1<P≤5000	-	-
		P>5000	25	165
Idraulica	ad acqua fluente	1<P≤250	20	210
		250<P≤500	20	195
		500<P≤1000	20	150
		1000<P≤5000	25	125
		P>5000	30	90
	a bacino o a serbatoio	1<P≤5000	25	101
		P>5000	30	90
	Oceanica (comprese maree e moto ondoso)	1<P≤5000	15	300
P>5000		-	-	
Geotermica	1<P≤1000	20	134	
	1000<P≤5000	25	98	
	P>5000	25	84	
Gas di scarica	1<P≤1000	20	99	
	1000<P≤5000	20	94	
	P>5000	-	-	
Gas residuati dai processi di depurazione	1<P≤1000	20	111	
	1000<P≤5000	20	88	
	P>5000	-	-	
Biogas	a) prodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-B	1<P≤300	20	170
		300<P≤600	20	140
		600<P≤1000	20	120
		1000<P≤5000	20	97
		P>5000	20	85
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1 -A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)	1<P≤300	20	233
		300<P≤600	20	180
		600<P≤1000	20	160
		1000<P≤5000	20	112
		P>5000	-	-
Biomasse	a) prodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1-B	1<P≤300	20	210
		300<P≤1000	20	150
		1000<P≤5000	20	115
		P>5000	-	-
	b) sottoprodotti di origine biologica di cui alla Tabella 1 A; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)	1<P≤300	20	246
		300<P≤1000	20	185
		1000<P≤5000	20	140
	c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente con le modalità di cui all'Allegato 2 del decreto 6 luglio 2012	1<P≤5000	-	-
		P>5000	20	119
		1<P≤5000	20	60
Bioliquidi sostenibili	P>5000	-	-	
	1<P≤250	25	324	
Solare termodinamico	250<P≤5000	25	296	
	P>5000	25	291	

## Modalità di accesso agli incentivi

Il nuovo sistema di incentivazione prevede contingenti di potenza incentivabili, divisi per tipologia di fonte e di impianto e ripartiti secondo le modalità di accesso agli incentivi già introdotte dal D.M. 6 luglio 2012, ovvero:

- **accesso diretto**, nel caso di impianti di “piccola taglia” nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di rifacimento o potenziamento (per quest’ultima categoria d’intervento rileva l’incremento di potenza);
- iscrizione a **registri** in posizione tale da rientrare entro contingenti annui di potenza incentivabili assegnati alle diverse fonti, nel caso di impianti di “media taglia” nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati o oggetto di potenziamento (per quest’ultima categoria d’intervento rileva l’incremento di potenza);
- aggiudicazione degli incentivi a seguito di partecipazione a procedure competitive di **aste al ribasso**, in posizione tale da rientrare entro contingenti annui di potenza incentivabili assegnati alle diverse fonti, nel caso di impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati o oggetto di potenziamento (per quest’ultima categoria d’intervento rileva l’incremento di potenza);
- iscrizione a **registri**, in posizione tale da rientrare entro contingenti annui di potenza incentivabili assegnati alle diverse fonti, nel caso di **rifacimenti** di impianti la cui potenza è superiore a quella massima ammessa per l’accesso diretto.

Tra le novità del D.M. 23 giugno 2016 sono da segnalare, nel caso degli impianti idroelettrici, la possibilità di accesso diretto limitata al possesso di specifici requisiti ambientali e l’introduzione, per tutte le fonti, di un unico valore della potenza di soglia, pari a 5 MW, oltre la quale è possibile accedere agli incentivi solo a seguito della partecipazione a procedure d’asta (il precedente D.M. 6/7/2012 prevedeva soglie differenziate: 20 MW per gli impianti geotermoelettrici, 10 MW per gli impianti idroelettrici, 5 MW per gli altri impianti a fonti rinnovabili).

Il nuovo Decreto ha previsto un’unica sessione per l’assegnazione di tutta la potenza dei diversi contingenti dei registri, dei registri per interventi di rifacimento e delle procedure d’asta. I tre bandi sono stati pubblicati il 20 agosto 2016 e il 30 agosto 2016 si sono aperti i periodi di presentazione delle domande, terminati il 28 ottobre 2016 per i registri e il 27 novembre per le procedure d’asta.

Le richieste totali pervenute sono state 1.261, per un totale di 2.899,6 MW. 448 richieste, corrispondenti a 1.200,3 MW, sono risultate ammesse in posizione utile nelle graduatorie dei registri e delle aste pubblicate rispettivamente il 25 novembre 2016 e il 22 dicembre 2016. Il dettaglio delle richieste e il riepilogo dei risultati sono riportati nelle tabelle che seguono.

### D.M. 23 giugno 2016 - Richieste di Iscrizione alla Procedura d'Asta

TIPOLOGIA IMPIANTO	CONTINGENTE	ISTANZE INViate			ISTANZE AMMESSE IN POSIZIONE UTILE		
	Potenza (MW)	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente
Eolico On-Shore	800,0	96	1.972,3	246,53%	38	800,0	100,00%
Eolico Off-Shore	30,0	1	30,0	100,00%	1	30,0	100,00%
Biomasse di cui all’articolo 8, comma 4, lettere c) e d)	50,0	1	20,0	40,00%	1	20,0	40,00%
Geotermoelettrico	20,0	1	19,8	99,00%	1	19,8	99,00%
Solare Termodinamico	100,0	1	41,0	41,00%	0	0,0	0,00%
<b>TOTALE</b>	<b>1.000,0</b>	<b>100</b>	<b>2.083,1</b>		<b>41</b>	<b>869,8</b>	

**D.M. 23 giugno 2016 - Richieste di Iscrizione ai Registri**

TIPOLOGIA IMPIANTO	CONTINGENTE	ISTANZE INVIATE			ISTANZE AMMESSE IN POSIZIONE UTILE		
	Potenza (MW)	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente
Eolico <i>on shore</i>	56,9	256	185,5	325,75%	66	56,9	100,00%
Idroelettrico	79,0	565	248,6	314,91%	125	79,0	100,00%
Geotermoelettrico	30,0	10	49,3	164,33%	7	30,0	100,00%
Biomasse e Biogas di cui all'articolo 8, comma 4, lettere a), b) e d), gas di depurazione e gas di discarica e bioliquidi sostenibili	89,5	233	114,4	127,81%	176	89,5	100,00%
Oceanica (comprese maree e moto ondoso)	6,0	0	0,0	0,00%	0	0,0	0,00%
Solare Termodinamico	20,0	14	33,2	166,04%	8	20,0	100,00%
<b>TOTALE</b>	<b>281,4</b>	<b>1.078</b>	<b>631,0</b>		<b>382</b>	<b>275,4</b>	

**D.M. 23 giugno 2016 - Richieste di Iscrizione ai Registri per intervento di rifacimento**

TIPOLOGIA IMPIANTO	CONTINGENTE	ISTANZE INVIATE			ISTANZE AMMESSE IN POSIZIONE UTILE		
	Potenza (MW)	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente	Numero	Potenza Complessiva (MW)	% Contingente
Eolico <i>on shore</i>	40,0	5	9,1	22,75%	5	9,1	22,75%
Idroelettrico	30,0	77	160,5	534,93%	19	30,0	100,00%
Geotermoelettrico	20,0	1	16,0	80,00%	1	16,0	80,00%
<b>TOTALE</b>	<b>90,0</b>	<b>83</b>	<b>185,6</b>		<b>25</b>	<b>55,1</b>	

**Esiti dell'incentivazione**

Di seguito si riporta un quadro sintetico degli esiti dell'incentivazione del D.M. 23 giugno 2016 al 31 dicembre 2016, trascorsi 6 mesi dall'entrata in vigore del Decreto.

Per ciascuna tipologia d'impianto, la potenza disponibile corrisponde alla potenza indicata dal Decreto per i rispettivi contingenti; per i soli registri, la potenza indicata dal decreto è stata diminuita di una quota pari alla potenza degli impianti in accesso diretto entrati in esercizio alla data di pubblicazione del bando.

La potenza ammessa corrisponde alla potenza degli impianti risultati in posizione utile nelle graduatorie dei registri e delle procedure d'asta. Di detti impianti, al 31 dicembre 2016, nessuno risulta essere stato successivamente escluso a seguito di rinuncia o annullamento/respingimento. La potenza avente diritto all'incentivazione al 31 dicembre 2016 coincide pertanto con quella ammessa.

La tabella fornisce inoltre il dettaglio della quota di potenza degli impianti aventi diritto, entrati in esercizio al 31 dicembre 2016, per i quali è stata presentata richiesta di accesso agli incentivi.

Per l'accesso diretto è indicata la potenza degli impianti entrati in esercizio al 31 dicembre 2016 e la potenza esclusa, alla stessa data, a seguito dell'istruttoria del GSE.

Complessivamente, al 31/12/2016 risultano 467 impianti in esercizio, per una potenza totale di 57,2 MW. Il maggior numero di impianti è quello degli eolici (348), seguito dagli idroelettrici ad acqua fluente (67). Agli impianti eolici spetta anche il primato in termini di potenza installata (21,7 MW), seguiti dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente (17,6 MW).

Oltre agli impianti in esercizio, si ha una cospicua mole di impianti (397, per una potenza di 1.167 MW) risultati aggiudicatari delle procedure d'asta o ammessi in posizione utile nei registri, non ancora entrati in esercizio al 31 dicembre 2016 ma aventi diritto all'incentivazione.

D.M. 23 giugno 2016 - Quadro riassuntivo degli esiti di incentivazione al 31 dicembre 2016 [MW]

MODALITÀ D'ACCESSO E TIPOLOGIA DI IMPIANTO	POTENZA DISPONIBILE	POTENZA AMMESSA	POTENZA AVENTE DIRITTO AL 31/12/2016	DETTAGLIO AVENTI DIRITTO AL 31/12/2016		POTENZA ESCLUSA AL 31/12/2016
				In esercizio	Non in esercizio	
<b>Aste</b>	<b>1.000,0</b>	<b>869,8</b>	<b>869,8</b>	<b>0,0</b>	<b>869,8</b>	-
Eolico <i>on shore</i>	800,0	800,0	800,0	-	800,0	-
Eolico <i>off shore</i>	30,0	30,0	30,0	-	30,0	-
Geotermoelettrico	20,0	19,8	19,8	-	19,8	-
Rifiuti (Biomasse C e D)	50,0	20,0	20,0	-	20,0	-
Solare Termodinamico	100,0	-	-	-	-	-
<b>Registri</b>	<b>281,4</b>	<b>275,4</b>	<b>275,4</b>	<b>33,1</b>	<b>242,2</b>	-
Idroelettrico	79,0	79,0	79,0	14,6	64,3	-
Eolico <i>on shore</i>	56,9	56,9	56,9	3,9	53,0	-
Geotermoelettrico	30,0	30,0	30,0	-	30,0	-
Oceanica	6,0	-	-	-	-	-
Bioenergie (esclusi rifiuti biomasse C)	89,5	89,5	89,5	14,6	74,9	-
Solare Termodinamico	20,0	20,0	20,0	-	20,0	-
<b>Registri rifacimenti</b>	<b>90,0</b>	<b>55,1</b>	<b>55,1</b>	<b>0,0</b>	<b>55,1</b>	-
Idroelettrico	30,0	30,0	30,0	-	30,0	-
Eolico <i>on shore</i>	40,0	9,1	9,1	-	9,1	-
Geotermoelettrico	20,0	16,0	16,0	-	16,0	-
<b>Totale Aste/Registri/ Registri rifacimenti</b>	<b>1.371,4</b>	<b>1.200,3</b>	<b>1.200,3</b>	<b>33,1</b>	<b>1.167,1</b>	-
<b>Accesso Diretto</b>				<b>24,0</b>		<b>0,1</b>
Idroelettrico				3,0		-
Eolico				17,8		0,1
Geotermoelettrico				-		-
Oceanica				0,1		-
Bioenergie (esclusi rifiuti)				3,2		-
<b>Totale complessivo</b>	<b>1.371,4</b>	<b>1.200,3</b>	<b>1.200,3</b>	<b>57,2</b>	<b>1.167,1</b>	<b>0,1</b>

## Costo indicativo annuo di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

### Fonti non fotovoltaiche

Il “contatore degli oneri delle fonti rinnovabili” è lo strumento operativo che serve a visualizzare, sul sito internet del GSE, il “costo indicativo annuo degli incentivi” e il “costo indicativo annuo medio degli incentivi” riconosciuti agli impianti alimentati da fonti rinnovabili diversi da quelli fotovoltaici.

Il contatore, introdotto dal D.M. 6 luglio 2012, nel corso del 2016 è stato aggiornato in adeguamento al D.M. 23 giugno 2016 che, all’art. 27, ne ha modificato il perimetro degli impianti da considerarsi e le modalità di calcolo.

Il costo indicativo annuo degli incentivi intende rappresentare 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.

Oltre a effettuare il calcolo relativo al mese di riferimento della pubblicazione, come previsto dall’art. 27 del D.M. 23 giugno 2016, il costo indicativo annuo viene calcolato per tutti i mesi futuri nei quali è prevista l’entrata in esercizio di impianti che accedono a meccanismi di incentivazione tariffaria, considerando anche l’evoluzione attesa del prezzo di mercato dell’energia elettrica.

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.

L'art. 3 del D.M. 23 giugno 2016 prevede che tale costo indicativo annuo medio degli incentivi sia da confrontarsi con il limite di **5,8 miliardi di euro**, già definito dal D.M. 6 luglio 2012: al raggiungimento di tale limite si prevede la cessazione dell'accettazione delle richieste di incentivazione in accesso diretto.

Al 31 dicembre 2016, il contatore FER Elettriche si è attestato sul valore di **5.579 milioni di euro**, ripartiti come segue tra i diversi meccanismi di incentivazione: 3.167 € mln per l'incentivo ex Certificati Verdi; 1.856 € mln per la Tariffa Onnicomprensiva; 162 € mln per il Cip 6/92; 367 € mln per gli impianti entrati in esercizio ai sensi del D.M. 6 luglio 2012; 26 € mln per gli impianti entrati in esercizio ai sensi del D.M. 23 giugno 2016; 1 € mln per gli impianti che beneficiano del conto energia per il solare termodinamico.

Il costo indicativo medio, ottenuto come media dei valori mensili del triennio successivo, risulta pari a 5.437 mln €, e presenta nel medio periodo un trend prevalentemente decrescente, in quanto influenzato principalmente dalle uscite dal perimetro di incentivazione.

#### Costo indicativo annuo delle FER elettriche diverse dal fotovoltaico al 31 dicembre 2016 [mln €]

	Incentivo ex-CV	TO	Cip 6/92	D.M. 6/7/2012	D.M. 23/6/2016	Solare Termodinamico	Totale
Moto ondoso	0	0		0	0	0	0
Solare CSP	0	0	0	0	0	1	1
Geotermica	123	0		10	0	0	134
Bioliquidi	395	131		0	0	0	526
Biomasse	495	80	159	44	6	0	783
Idraulica	733	276		119	11	0	1138
Eolica	1341	5	1	128	4	0	1480
Biogas	80	1365	1	66	5	0	1518
<b>TOTALE</b>	<b>3167</b>	<b>1856</b>	<b>162</b>	<b>367</b>	<b>26</b>	<b>1</b>	<b>5579</b>

#### Fotovoltaico

Gli impianti solari fotovoltaici hanno potuto beneficiare dei cinque sistemi di incentivazione denominati “Conto Energia” che si sono succeduti dal 2006 al 2012. L'ultimo, il quinto Conto Energia, introdotto dal D.M. 5 luglio 2012, ha cessato di applicarsi (nel senso che non potevano accedere operatori ulteriori rispetto a quelli che avevano già ottenuto il diritto all'incentivazione) il 6 luglio 2013, decorsi trenta giorni dalla data di raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo di **6,7 miliardi di euro**.

Al 31 dicembre 2016 risultano entrati in esercizio ai sensi del Conto Energia 550.587 impianti, per una potenza totale di 17.734 MW, di cui:

- 5.723 con il primo Conto Energia, per una potenza di 163 MW;
- 203.726 con il secondo Conto Energia, per una potenza di 6.840 MW;
- 38.660 con il terzo Conto Energia, per una potenza di 1.555 MW;
- 204.562 con il quarto Conto Energia, per una potenza di 7.772 MW;
- 97.916 con il quinto Conto Energia, per una potenza di 1.404 MW.

Nel corso del tempo alcuni fenomeni hanno determinato delle variazioni dell'impegno di spesa relativo all'incentivazione degli impianti in Conto Energia.

Tra questi, si ricorda il decreto legge n. 91 del 24 giugno 2014, che ha disposto la rimodulazione degli incentivi spettanti agli impianti fotovoltaici di potenza incentivata superiore a 200 kW (norma cosiddetta «spalma-incentivi»). Complessivamente, si può stimare che l'insieme delle adesioni alle opzioni di rimodulazione abbia determinato una riduzione del costo indicativo annuo nel 2016 pari a circa 400 € mln rispetto ad uno scenario senza applicazione dello spalmaincentivi.

Un fattore significativo che determina l'entità del costo di incentivazione degli impianti fotovoltaici è dato dalla variabilità annuale dell'irraggiamento solare; nel 2016 l'irraggiamento medio è risultato circa il 4% inferiore all'anno precedente, con conseguente riduzione della produzione fotovoltaica e del costo di incentivazione ad essa associata. Con riferimento all'insieme di impianti fotovoltaici in “Conto Energia”, nel 2016 il costo di incentivazione ad essi associato è risultato poco superiore a **6 € mld**.

## SETTORE DEI TRASPORTI

### Biocarburanti

#### L'obbligo di immissione in consumo

In Italia i soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio di origine fossile per autotrazione hanno l'obbligo di immettere in consumo nel territorio nazionale una quota minima di biocarburanti crescente nel tempo; i medesimi soggetti possono assolvere al predetto obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri soggetti (di norma, per ogni 10 Gcal di biocarburante immesso, si ha diritto ad un "Certificato di Immissione in Consumo"). Tale sistema (biofuel blending obligation) introdotto dalla legge 11 marzo 2006, n.81, costituisce l'incentivo all'impiego di biocarburanti nei trasporti.

Per il periodo dal 2012 al 2014 la quota minima di biocarburanti da immettere in consumo, calcolata sulla base del potere calorifico dei carburanti fossili immessi in consumo nell'anno precedente, è stata pari al 4,5%. Il Decreto Ministeriale 10 ottobre 2014 ha aggiornato i criteri, le condizioni e le modalità per l'attuazione dell'obbligo. In particolare il Decreto ha determinato per gli anni successivi al 2015 il quantitativo minimo di biocarburante da immettere obbligatoriamente in consumo in un determinato anno e la sua ripartizione in quote differenziate tra diverse tipologie di biocarburanti. Il suddetto Decreto ha inoltre introdotto il concetto di "biocarburanti avanzati", ripreso ed aggiornato dal D.Lgs. 51 del 21 marzo 2017, che recepisce la direttiva 2015/1513/UE

Ai sensi del citato Decreto, il quantitativo minimo di biocarburanti da immettere in consumo in un determinato anno è definito in una quota percentuale del quantitativo totale di benzina e gasolio immesso in consumo nello stesso anno solare (non più del quantitativo immesso in consumo nell'anno precedente come accadeva in passato), calcolata sulla base del contenuto energetico dei citati carburanti.

Recentemente il D.M. 13 dicembre 2017 ha aggiornato le percentuali minime di obbligo di immissione in consumo con riferimento ai biocarburanti e ai biocarburanti avanzati per gli anni 2018, 2019 e 2020. La seguente tabella illustra i quantitativi minimi di biocarburanti da immettere in consumo dal 2015 in poi.

#### Quota minima % di biocarburanti da immettere obbligatoriamente in consumo in un determinato anno

Anno	Q% biocarburanti	Q% biocarburanti avanzati
2015	5,0%	
2016	5,5%	
2017	6,5%	
2018	7,0%	0,1%
2019	8,0%	0,2%
2020	9,0%	1,0%
2021	10,0%	1,6%
Dal 2022	10,0%	2,0%

Come si può notare dalla tabella, dal 2018 in poi una percentuale sempre maggiore dell'obbligo di immissione in consumo dovrà essere assicurata tramite i biocarburanti cosiddetti avanzati. Per biocarburanti avanzati si intendono biocarburanti prodotti esclusivamente a partire dalle materie prime elencate nell'allegato I, parte 2-bis, parte A del D.Lgs. 28/2011 così come modificato dal D.Lgs. 51/2017:

- alghe se coltivate su terra in stagni o fotobioreattori;
- la frazione di biomassa corrispondente ai rifiuti urbani non differenziati, ma non ai rifiuti domestici non separati soggetti agli obiettivi di riciclaggio;
- il rifiuto organico proveniente dalla raccolta domestica e soggetto alla raccolta differenziata ovvero i rifiuti biodegradabili di giardini e parchi, i rifiuti alimentari e di cucina prodotti da nuclei domestici, ristoranti, servizi di ristorazione e punti vendita al dettaglio e i rifiuti simili prodotti dagli impianti dell'industria alimentare;
- la frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti industriali non idonei all'uso nella catena alimentare umana o animale, incluso materiale proveniente dal commercio al dettaglio e all'ingrosso e dall'industria agroalimentare, della pesca e dell'acquacoltura;
- paglia;
- concime animale e fanghi di depurazione;
- pece di tallolio;
- glicerina grezza;
- bagasse;
- vinacce e fecce di vino;
- gusci;

- pule;
- tutoli ripuliti dei grani di mais;
- la frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti e ai residui dell'attività e dell'industria forestale quali corteccia, rami, prodotti di diradamenti precommerciali, foglie, aghi, chiome, segatura, schegge, liscivio nero, liquame marrone, fanghi di fibre, lignina e tallolio;
- altre materie cellulosiche di origine non alimentare, materiali che includono residui delle colture alimentari e della mangimistica (quali ad esempio paglia, bucce, gusci, foglie, steli, stocchi e tutoli di mais), colture dedicate a basso contenuto di amido (quali ad esempio Panicum Virgatum, Miscanthus Giganteus, Arundo Donax), residui di lavorazione industriale (quali ad esempio i residui di colture alimentari o della mangimistica, ottenuti a seguito di estrazione di oli vegetali, zuccheri, amidi e proteine) e materiali derivati da rifiuti organici;
- altre materie ligno-cellulosiche, materiali composti da lignina, cellulosa ed emicellulosa quali biomasse legnose forestali residuali (quali ad esempio quelle ottenute da pulizie dei boschi e manutenzioni forestali), colture dedicate legnose, residui e scarti dell'industria collegata alla silvicoltura, eccetto tronchi per sega e per impiallacciatura;
- carburanti per autotrazione rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica;
- cattura e utilizzo del carbonio a fini di trasporto, se la fonte energetica è rinnovabile; batteri, se la fonte energetica è rinnovabile.

Nel medesimo allegato, alla parte B sono poi esplicitamente menzionate le materie che danno origine a biocarburanti *double counting* non avanzati :

- olio da cucina usato;
- grassi animali classificati di categoria I e II in conformità del Regolamento (CE) n. 1069/2009.

### **I Certificati di Immissione in Consumo**

Al fine di monitorare l'assolvimento dell'obbligo, il Decreto del Ministro delle politiche agricole, alimentari e forestali n.110/2008 ha istituito i "Certificati di Immissione in Consumo" (CIC). Le modalità di emissione di tali Certificati sono state aggiornate dal Decreto Legislativo del 3 marzo 2011, n. 28 e ss.mm.ii. e dal D.M. 10 ottobre 2014.

Presupposto imprescindibile per il rilascio dei CIC è che i biocarburanti rispettino i criteri di sostenibilità stabiliti a livello europeo. Per verificare il rispetto di questi criteri, tutti i soggetti coinvolti nella filiera di produzione del biocarburante devono aderire al Sistema Nazionale di Certificazione (istituito e disciplinato dal Decreto del Ministro dell'Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare del 23 gennaio 2012) o ad un sistema volontario approvato dalla Commissione Europea, oppure conformarsi ad accordi bilaterali o multilaterali specifici, conclusi tra l'UE e Paesi terzi.

Generalmente un Certificato attesta l'immissione di 10 Gigacalorie (Gcal) di biocarburante. Per alcuni biocarburanti sono state previste "maggiorazioni" in termini di Certificati ottenibili a parità di biocarburante immesso in consumo. In particolare, l'immissione in consumo dei biocarburanti prodotti a partire da rifiuti, compreso il gas di scarica, e da sottoprodotti (art. 33, comma 5 del Decreto Legislativo del 3 marzo 2011, n. 28 e successive modifiche e integrazioni) dà diritto a ricevere un Certificato ogni 5 Gcal immesse (*double counting*).

I sottoprodotti ammessi al *double counting* sono quelli ricadenti nel sopra menzionato allegato I, parte 2-bis, parte A e parte B del D.Lgs. 28/2011 così come modificato dal D.Lgs. 51/2017. Al fine di consentire agli operatori di adeguarsi al nuovo regime incentivante è ammessa fino al 30 giugno 2018 la premialità *double counting* anche per i biocarburanti prodotti a partire dai seguenti sottoprodotti:

- acque glicerinose;
- acidi grassi provenienti dalla raffinazione degli oli;
- acidi grassi saponificati provenienti dalla neutralizzazione della parte acida residua dell'olio;
- residui dalla reazione di distillazione degli acidi grassi grezzi e delle acque glicerinose;
- oli lubrificanti vegetali esausti derivati da acidi grassi;

Dal 2013 al 31 marzo 2014, inoltre, fu previsto che i soggetti obbligati che immettevano in consumo particolari tipologie di biocarburanti, cosiddetti "premiali", ricevevano 1 CIC ogni 8 Gcal. Gli impianti di produzione di tali biocarburanti dovevano essere accreditati a tal fine e rispettare i requisiti di sostenibilità definiti a livello europeo. La maggiorazione relativa alla premialità è stata abolita con la Legge 9 del 21 febbraio 2014.

Nei confronti dei soggetti che non adempiono all'obbligo di immissione in consumo è prevista una sanzione, variabile da un minimo di 600 € a un massimo di 900 € per ogni CIC mancante, crescente in relazione alla gravità dell'inadempienza. A partire dalle immissioni in consumo del 2016 e, dunque, dagli eventuali debiti sanzionabili maturati all'atto della verifica dell'obbligo effettuata nel 2017, sarà applicata la nuova normativa, che prevede una sanzione unica pari a 750 € per ogni Certificato mancante (Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 20 gennaio 2015) e che il pagamento della sanzione non estingue l'obbligo; con l'introduzione del nuovo decreto, infatti, i

soggetti inadempienti dovranno sia pagare la sanzione irrogata sia possedere, l'anno successivo, un numero di certificati sufficienti a sanare anche la quota di debito sanzionato.

Le competenze operative e gestionali sui biocarburanti sono attribuite al Ministero dello Sviluppo Economico che le attua congiuntamente al Comitato tecnico-consultivo sui biocarburanti, presieduto dallo stesso Ministero e composto dal Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio e del Mare, dal Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali, dal Ministero dell'Economia e delle Finanze e dal GSE. Quest'ultimo, in particolare, oltre ad essere membro del Comitato e a svolgerne le funzioni di Segreteria tecnica, opera per conto del Ministero dello Sviluppo Economico nell'attuazione esecutiva delle varie fasi del sistema di immissione: dalla ricezione delle autodichiarazioni annuali sull'immissione di carburanti e biocarburanti, all'accreditamento dei produttori di biocarburanti premiali, dall'emissione dei Certificati al loro scambio tramite l'apposita piattaforma informatica sviluppata per la validazione degli accordi bilaterali, dalla verifica dell'assolvimento dell'obbligo, anche tramite ispezioni in loco presso gli operatori, alla raccolta dei dati sulle emissioni di CO<sub>2</sub> anche da parte dei fornitori di GPL e metano.

Gli oneri e i costi del sistema di immissione in consumo sono a carico dei soggetti obbligati e sono determinati e versati al GSE. Per l'anno 2014 le modalità erano quelle stabilite dal Decreto dell'11 dicembre 2013, emanato dal Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze; a partire dal 2015 le modalità sono quelle stabilite con il D.M. MiSE del 24 dicembre 2014.

### **Certificati di Immissione in consumo rilasciati nel periodo dal 2013 al 2016**

A fronte del quantitativo di biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2015, il GSE nel 2016 ha rilasciato ai soggetti obbligati 1,637 milioni di Certificati di Immissione in Consumo, con un trend in ascesa rispetto al 2015 (1,315 milioni di certificati), legato all'andamento dei quantitativi di benzina e gasolio immessi in consumo nel 2014, superando anche il numero di CIC rilasciati nell'anno 2014 (1,529 milioni di certificati), senza però arrivare ad eguagliare il numero di CIC emessi nel 2013 (1,806 milioni di CIC).

### **Biometano**

Il Decreto Legislativo n. 28 del 3 marzo 2011 (art. 21) di recepimento della direttiva 2009/28/CE, ha stabilito che il biometano immesso nella rete del gas naturale sia incentivato, su richiesta del produttore, secondo una delle seguenti modalità alternative:

- a. mediante il rilascio degli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel caso in cui sia utilizzato in impianti di cogenerazione ad alto rendimento;
- b. mediante il rilascio di Certificati di Immissione in Consumo, qualora sia usato per i trasporti;
- c. mediante l'erogazione di uno specifico incentivo di durata e valore definiti, qualora sia immesso nella rete del gas naturale senza una specifica destinazione d'uso.

Il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 dicembre 2013 ha dato attuazione alle previsioni del D.Lgs. 28/2011, completando dunque il quadro normativo-regolamentare in tema di promozione dell'energia da fonti rinnovabili derivante dal recepimento della direttiva 2009/28/CE.

Il D.M. 5 dicembre 2013 si applica:

- ai nuovi impianti realizzati sul territorio nazionale entrati in esercizio successivamente al 18 dicembre 2013 (data di entrata in vigore del Decreto) e non oltre i cinque anni successivi a tale data;
- agli impianti esistenti per la produzione e utilizzazione di biogas, ubicati sul territorio nazionale, che successivamente al 18 dicembre 2013 e non oltre i cinque anni successivi siano stati convertiti, parzialmente o totalmente, alla produzione di biometano.

Al biometano prodotto da impianti a biogas già in esercizio alla data del 18 dicembre 2013 e che, successivamente a tale data, siano riconvertiti completamente alla produzione di biometano o utilizzino parte del gas o del biogas prodotto per la produzione di biometano, è riconosciuto:

- il 70% dell'incentivo assegnato all'analogo nuovo impianto nel caso di utilizzo nei trasporti, previa immissione nella rete del gas naturale;
- il 40% degli incentivi spettanti all'analogo nuovo impianto nel caso di immissione nella rete di trasporto e distribuzione del gas naturale o di utilizzo in impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

Il periodo di diritto agli incentivi nel caso di impianti riconvertiti è pari a:

- al periodo di diritto spettante ai nuovi impianti qualora l'impianto da riconvertire non benefici di incentivi per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile;
- al residuo periodo di diritto agli incentivi per la produzione di energia elettrica incrementato di cinque anni qualora l'impianto da riconvertire benefici di incentivi per la produzione di energia elettrica.

### **Biometano utilizzato per i trasporti**

Il biometano immesso nella rete del gas naturale ed utilizzato per i trasporti è incentivato tramite il rilascio di Certificati di Immissione in Consumo (CIC), per un periodo di 20 anni decorrenti dalla data di entrata in esercizio dell'impianto.

Come per gli altri biocarburanti, per il riconoscimento dei CIC è necessario che il biometano immesso in consumo nei trasporti rispetti i requisiti di sostenibilità.

Sono previste maggiorazioni in funzione della matrice organica in ingresso all'impianto di produzione del biometano. Qualora, infatti, l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione del biometano preveda l'utilizzo esclusivo di una o più specifiche materie prime, alla produzione può essere riconosciuto un numero doppio di CIC rispetto a quelli normalmente spettanti (1 CIC= 5 Gcal - double counting). Si tratta:

- della frazione biodegradabile dei rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata;
- dei sottoprodotti destinati alla produzione di carburanti o a fini energetici (art.33, comma 5-ter del Decreto Legislativo 28/11);
- di alghe e materie di origine non alimentare indicate nella tabella 1.B del DM 6 luglio 2012;
- dei sottoprodotti di cui alla tabella 1.A del DM 6 luglio 2012.

Tale maggiorazione è riconosciuta solo sul 70% della produzione di biometano nel caso in cui vi sia codigestione delle citate matrici con altri prodotti di origine biologica in percentuale non superiore al 30% in peso.

E' previsto, inoltre, il riconoscimento del 50% di CIC in più per 10 anni se il biometano è immesso in consumo nei trasporti, senza utilizzo della rete di trasporto o distribuzione del gas naturale, attraverso un nuovo impianto di distribuzione di biometano per autotrazione realizzato dal produttore a proprie spese e con data di primo collaudo successiva al 18 dicembre 2013.

### **Biometano immesso nella rete del gas naturale senza specifica destinazione d'uso**

L'incentivo per il biometano immesso nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale, senza specifica destinazione d'uso, è calcolato sulla base della quantità di biometano immesso in rete, al netto dei consumi energetici dei processi di produzione del biometano e di compressione dello stesso ai fini dell'immissione in rete.

Se il produttore vende il gas direttamente sul mercato, il beneficio spettante è riconosciuto per un periodo di 20 anni a partire dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ed è pari, espresso in €/MWh, alla differenza tra il doppio del prezzo medio annuale del gas naturale, riscontrato nel 2012 nel mercato di bilanciamento del gas naturale gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), e il prezzo medio mensile del gas naturale nel medesimo mercato, riscontrato in ciascun mese di immissione del biometano nella rete. Tali valori, espressi in €/MWh, vengono pubblicati dal GME sul proprio sito Internet.

Il valore dell'incentivo, così determinato, viene quindi modulato sulla base della capacità produttiva dell'impianto e in particolare:

- è incrementato del 10% per impianti con taglie fino a 500 standard metri cubi/ora di capacità produttiva;
- non subisce variazioni per impianti da 501 a 1000 standard metri cubi/ora di capacità produttiva;
- è ridotto del 10% per impianti con oltre 1000 standard metri cubi/ora di capacità produttiva.

Il Decreto prevede, inoltre, un incremento del 50% all'importo risultante (incentivo + modulazione) qualora il biometano sia prodotto esclusivamente a partire da sottoprodotti, così come definiti nella tabella 1 A del Decreto 6 luglio 2012, e/o rifiuti.

### **Biometano utilizzato in impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento**

Il biometano utilizzato in impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) è incentivato mediante il riconoscimento delle tariffe per la produzione di energia elettrica previste dal D.M. 6 luglio 2012, riferite al biogas.

L'energia elettrica incentivata è quella cogenerata netta e immessa in rete.

Qualora il biometano sia trasportato nel sito di utilizzo tramite la rete del gas naturale, il produttore di biometano dovrà stipulare un contratto, da inviare al GSE, con il soggetto che lo utilizza per la produzione di energia elettrica (in un impianto riconosciuto come CAR), nel quale deve essere esplicitamente riportata la durata del contratto di fornitura.

### **Primi risultati**

Il GSE qualifica gli impianti di produzione di biometano e riconosce, se del caso, i requisiti per l'accesso all'incentivazione prevista in base all'utilizzo finale del biometano prodotto. La richiesta di qualifica va inoltrata al GSE secondo quanto previsto nelle procedure applicative che sono state predisposte e pubblicate dal GSE nel 2015 a valle

del completamento del quadro regolatorio (il quadro regolatorio include le direttive emanate dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico in tema di connessione degli impianti di biometano alle reti del gas naturale, determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi, processi di mercato relativi all'immissione di biometano nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale).

Fino al 2016, sono pervenute solo due richieste di qualifica a progetto di impianti di produzione di biometano, entrambi di nuova costruzione, che hanno previsto, rispettivamente, l'immissione del biometano nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale e l'immissione in consumo nei trasporti.

Nel 2017 è pervenuta una richiesta di qualifica a progetto per un impianto di produzione di biometano per l'immissione nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale e una richiesta di qualifica in esercizio per un impianto di produzione di biometano per l'immissione in consumo nei trasporti.

### **Nuovo Decreto**

Al fine di agevolare ulteriormente l'accesso alle incentivazioni, il 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, ha posto in consultazione pubblica, a partire dal 13 dicembre 2016 fino al 13 gennaio 2017, una bozza di nuovo decreto interministeriale per l'utilizzo del biometano e dei biocarburanti, compresi quelli avanzati.

La bozza di decreto mira, in particolare, a incentivare la produzione di biometano destinata al settore dei trasporti, per contribuire al raggiungimento dell'obiettivo del 10% di fonti rinnovabili in tale settore al 2020, e consente il passaggio alla nuova normativa anche a impianti già qualificati o in corso di qualifica ai sensi del D.M. MiSE 5 dicembre 2013. Per tali impianti è introdotta la possibilità di accedere al ritiro oneroso dei Certificati di Immissione in Consumo ottenuti per il biometano avanzato da parte del GSE, a un prezzo prefissato stabilito dallo stesso decreto, con oneri di ritiro posti in capo ai soggetti sottoposti all'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti (di cui al D.M. MiSE 10 ottobre 2014 e s.m.i). Il solo ritiro dei CIC a titolo oneroso è riconosciuto anche agli altri biocarburanti avanzati diversi dal biometano. La proposta di nuovo decreto conferma, inoltre, la possibilità di ritiro fisico del biometano, estendendone l'applicazione agli impianti di qualsiasi capacità produttiva, limitatamente al biometano avanzato immesso in consumo nei trasporti.

Oltre a confermare le maggiorazioni già presenti per la realizzazione di nuovi impianti di distribuzione di gas naturale per i trasporti, vengono introdotti nuovi meccanismi premianti per la realizzazione di impianti di liquefazione del biometano, finalizzati a favorire la diffusione di tale vettore energetico anche in forma liquida.

Vengono, altresì, agevolate le riconversioni parziali o totali, anche con incrementi di capacità produttiva, degli impianti di produzione di biogas esistenti, con un prolungamento del periodo incentivante rispetto alla normativa attualmente in vigore. Nell'ottica di comprovare l'origine rinnovabile di tale combustibile vengono, infine, introdotte le Garanzie di Origine per il biometano che non riceva altre forme di incentivazione, la cui gestione prevede la costituzione, presso il GSE, di un "Registro nazionale delle Garanzie di Origine del biometano".

Si attende la pubblicazione del suddetto nuovo Decreto di incentivazione del biometano nel 2018.

### 3.1 Fornire informazioni sulle modalità di allocazione dell'elettricità che beneficia di un sostegno ai clienti finali in ottemperanza dell'articolo 3, paragrafo 6, della direttiva 2003/54/CE (articolo 22, paragrafo 1, lettera b), della direttiva 2009/28/CE).

Con l'entrata in vigore del D.M. 31 luglio 2009 (decreto Fuel Mix), le imprese che operano nel comparto della vendita dell'energia elettrica sono tenute a fornire informazioni ai clienti finali circa la composizione del mix energetico relativo all'energia elettrica immessa in rete e circa l'impatto ambientale della produzione stessa. Questa forma di tutela informativa del cliente finale è stata introdotta, a livello comunitario, dalla direttiva 2003/54/CE e successivamente confermata dalla direttiva 2009/72/CE.

In particolare, le imprese di vendita devono fornire, con riferimento ai due anni precedenti, le informazioni necessarie a tracciare il mix energetico di riferimento, riportando tale informazione nei documenti di fatturazione (con frequenza almeno quadrimestrale), nei propri siti internet, nel materiale promozionale dato al cliente nella trattativa precontrattuale, secondo lo schema indicato dal decreto Fuel Mix.

#### Schema per la composizione del mix energetico

Fonti primarie utilizzate	Composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica venduta dall'impresa nei due anni precedenti		Composizione del mix medio nazionale utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico nei due anni precedenti	
	Anno (n-1) [%]	Anno (n-2) [%]	Anno (n-1) [%]	Anno (n-2) [%]
<b>Fonti rinnovabili</b>				
Carbone				
Gas naturale				
Prodotti petroliferi				
Nucleare				
Altre fonti				

Nella successiva tabella sono riportate le percentuali assegnate, per il 2013 - 2015, a ciascuna fonte energetica, relativamente al mix energetico nazionale da cui le imprese con le proprie offerte possono discostarsi.

#### Composizione del mix energetico medio nazionale (anni 2013 e 2014)

Fonti primarie utilizzate	Anno 2013 [%]	Anno 2014 [%]	Anno 2015 [%]
<b>Fonti rinnovabili</b>	38,2%	43,1%	41,6%
<b>Carbone</b>	18,9%	19,0%	19,6%
<b>Gas Naturale</b>	33,1%	28,6%	29,3%
<b>Prodotti Petroliferi</b>	1,0%	1,0%	1,3%
<b>Nucleare</b>	4,2%	4,6%	5,2%
<b>Altre fonti</b>	4,6%	3,7%	3,1%

L'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico, con la deliberazione ARG/elt 104/2011, ha definito i requisiti che devono presentare i contratti di vendita di energia rinnovabile per garantire la tutela del consumatore e assicurare che la stessa energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non venga inclusa in più contratti di vendita. Ciascun contratto di vendita di energia rinnovabile deve essere comprovato da una quantità di GO pari alla quantità di energia elettrica venduta come rinnovabile nell'ambito del medesimo contratto.

Al GSE è assegnato il compito di effettuare le opportune verifiche di congruità tra le GO annullate dalle imprese di vendita e i dati di energia elettrica venduta da queste ultime nell'ambito delle «offerte verdi». Qualora i suddetti controlli abbiano esito negativo, l'impresa di vendita in questione è chiamata a versare al GSE un corrispettivo pari al prodotto tra il numero di GO di cui non si è approvvigionata e il prezzo medio di negoziazione delle GO registrato dal GME. Eventuali ulteriori inadempienze sono segnalate all'Autorità per le azioni di propria competenza

Per quanto riguarda, invece, l'allocazione degli oneri derivanti dall'incentivazione della produzione di energie elettrica da fonti rinnovabili con meccanismi tariffari (feed-in premium o feed-in tariff), illustrati al precedente paragrafo 3, si evidenzia che i medesimi, espressi dalla componente tariffaria A<sub>3</sub>, sono compresi tra quelli generali per il sistema elettrico<sup>36</sup> e pagati dai clienti finali. La componente A<sub>3</sub> va ad alimentare il "*Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate*"<sup>37</sup>.

Nel codice di condotta commerciale si prevede di fornire una informazione accorpata di tutti gli oneri generali del sistema elettrico, nell'ambito della voce relativa ai servizi di rete, ferma restando la possibilità per il cliente finale di richiedere al proprio fornitore il dettaglio degli oneri generali e di sistema, e l'obbligo per l'esercente la vendita di pubblicare almeno una volta all'anno una informativa sul peso medio degli oneri di sistema sul prezzo finale, predisposta dall'Autorità e pubblicata sul sito della medesima entro il 31 gennaio di ogni anno con riferimento all'anno precedente.

---

<sup>36</sup> Definiti dal decreto del 26 gennaio 2000 del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica.

<sup>37</sup> Di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), della Delibera AEEGSI n. 348/07 (Testo Integrato del Trasporto).

#### 4. Se del caso fornire informazioni sul modo in cui l'Italia ha strutturato i suoi regimi di sostegno per integrare le applicazioni di energie rinnovabili che presentano benefici supplementari, ma che possono anche comportare costi maggiori, ivi compresi i biocarburanti prodotti da rifiuti, residui, materie cellulosiche di origine non alimentare e materie ligno-cellulosiche (articolo 22, paragrafo 1, lettera c), della direttiva 2009/28/CE).

Molteplici sono le previsioni normative che mirano a favorire le applicazioni più virtuose delle energie rinnovabili, nell'ottica del minor impatto ambientale e della migliore efficienza.

#### SETTORE TERMICO

L'accesso agli incentivi del **Conto Termico** (D.M. 28/12/2012) da parte della caldaie a biomassa prevede il rispetto di requisiti in termini di efficienza, emissioni in atmosfera e qualità del combustibile.

Il successivo nuovo Conto Termico (DM 16/02/2016), in vigore dal 31 maggio 2016, che potenzia e semplifica il meccanismo, prevede il rispetto di requisiti in termini di efficienza, emissioni in atmosfera e qualità del combustibile, e prevede anche dei coefficienti premianti sull'entità degli incentivi (+20% oppure +50%) nel caso di generatori di calore a biomassa con livello di emissioni di particolato particolarmente ridotte.

#### SETTORE ELETTRICO

Il **D.M. 23/06/2016** ha definito e aggiornato i meccanismi di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili precedentemente stabiliti dal DM 6/07/2012. Ai fini della determinazione della Tariffa onnicomprensiva o dell'Incentivo, alle tariffe incentivanti base (Tb) di cui alla Tabella 1 dell'Allegato 1 del D.M. 23/06/2016, si possono aggiungere vari premi.

Per gli impianti solari termodinamici ibridi, sono previste tariffe tanto più alte quanto minore è la frazione di integrazione, ovverosia la quota di produzione netta non attribuibile alla fonte solare:

- premio con frazione di integrazione fino a 0,15 (articolo 21, comma 3, del Decreto)
- premio con frazione di integrazione tra 0,15 e 0,50 (articolo 21, comma 3, del Decreto)

Per gli impianti geotermoelettrici:

- premio per totale reiniezione ed emissioni nulle (articolo 20, comma 1, del Decreto)
- premio per impianti su aree nuove (articolo 27, comma 1, del Decreto)
- premio per l'abbattimento dei gas incondensabili (articolo 20, comma 1, del Decreto)

Per gli impianti eolici off-shore:

- premio per la realizzazione delle opere di connessione (Allegato 1, Tabella 1.1 del Decreto)

Il **D.M. 6/7/2012**, che aveva precedentemente delineato nuovi meccanismi di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, prevedeva numerosi premi tariffari per promuovere maggiormente le applicazioni di energie rinnovabili più virtuose. Per quanto riguarda le bioenergie, ad esempio, erano stati previsti incentivi maggiori nel caso di utilizzo di sottoprodotti e rifiuti con l'intento di privilegiare l'utilizzo della biomassa vergine per la produzione di energia termica e per scopi non energetici.

Premi per impianti a biomassa solida, biogas o bioliquidi sostenibili:

- premio per l'utilizzo di biomasse da filiera (articolo 8, comma 6, lettera b, del Decreto)
- premio per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra (articolo 8, comma 6, lettera a, del Decreto)
- premio per la riduzione delle emissioni inquinanti (articolo 8, comma 7, del Decreto)
- premio per la cogenerazione ad alto rendimento (articolo 8, comma 8, del Decreto)
- premio per impianti a biogas cogenerativi e con recupero del 60% dell'azoto (articolo 26, comma 2, del Decreto)
- premio per impianti a biogas cogenerativi e con recupero del 30% dell'azoto (articolo 26, comma 3, lettera a, del Decreto)
- premio per impianti a biogas cogenerativi e con recupero del 40% dell'azoto (articolo 26, comma 3, lettera b, del Decreto)

Premi per impianti geotermoelettrici:

- premio per totale reiniezione ed emissioni nulle (articolo 27, comma 1, lettera a, del Decreto)
- premio per l'abbattimento dei gas incondensabili (articolo 27, comma 1, lettera c, del Decreto)
- tariffa incentivante alternativa per tecnologie geotermoelettriche avanzate non ancora pienamente commerciali (articolo 27, comma 2, del Decreto)

## SETTORE TRASPORTI

Recepimento della direttiva 2009/28/CE, l'articolo 33 comma 5 del Decreto Legislativo 28/2011 prevede che, ai fini del rispetto dell'obbligo, l'immissione in consumo di biocarburanti, incluso il biometano, per i quali il soggetto che li immette in consumo dimostri (mediante gli strumenti ammessi per la verifica del rispetto dei criteri di sostenibilità) che essi sono stati prodotti a partire da rifiuti, sottoprodotti e materie di origine non alimentare, esplicitamente elencati nell'allegato I, parte 2-bis, parte A e B del D.Lgs. 28/2011 così come modificato dal D.Lgs. 51/2017, è equivalente all'immissione in consumo di una quantità pari a due volte l'immissione in consumo di altri biocarburanti: ad essi spetta un Certificato di Immissione in Consumo per ogni 5 Gcal di biocarburante, anziché per ogni 10 Gcal (*double counting*).

Il Decreto Ministeriale 10 ottobre 2014 (vedi paragrafo 3.C) ha inoltre introdotto il concetto di biocarburanti avanzati, ripreso ed aggiornato dal D.Lgs. 51 del 21 marzo 2017, che recepisce la direttiva 2015/1513/UE. Sono avanzati i biocarburanti prodotti a partire dalle materie prime elencate nell'Allegato I, parte 2-bis, parte A del D.Lgs. 28/2011 così come modificato dal D.Lgs. 51/2017. I biocarburanti avanzati dal 2018 concorreranno, con quote prestabilite, a coprire l'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti.

Il Decreto Ministeriale del 5 dicembre 2013 (vedi paragrafo 3.D) prevede maggiorazioni per il biometano in funzione della matrice organica in ingresso all'impianto di produzione dello stesso. Ad esempio, relativamente all'utilizzo nel settore dei trasporti, si applica il *double counting* in caso di utilizzo della frazione biodegradabile dei rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata e di vari sottoprodotti opportunamente individuati.

## FONTI RINNOVABILI NEGLI EDIFICI

Molto importante è la diffusione delle fonti rinnovabili in edilizia. Per raggiungere tale scopo, minimizzando le spese necessarie, è stato individuato il momento della costruzione o ristrutturazione degli edifici come quello ideale per progettare l'integrazione delle tecnologie.

Il D.L. 244/2016, entrato in vigore lo scorso 30 dicembre 2016, ha spostato in avanti il termine entro il quale, per grandi ristrutturazioni e nuove costruzioni, le fonti rinnovabili possono limitarsi a coprire il 35% del fabbisogno energetico legato al riscaldamento, al raffrescamento e alla produzione di acqua calda sanitaria. L'aumento della percentuale di copertura dal 35% al 50% slitta dal 31 dicembre 2016, come stabilito dal D.Lgs. 28 del 2011, al 31 dicembre 2017. Alla luce di queste novità analizziamo gli obblighi e le decorrenze aggiornate in base al provvedimento.

Secondo quanto stabilito dall'articolo 11 e dall'allegato 3 del Decreto Legislativo n. 28/2011, il 31 maggio 2012 sono entrati in vigore gli obblighi di integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici nuovi o negli "edifici sottoposti a ristrutturazioni rilevanti" (edificio esistente avente una superficie utile superiore a 1000 metri quadrati, soggetto a ristrutturazione integrale degli elementi edilizi costituenti l'involucro; edificio esistente soggetto a demolizione e ricostruzione anche in manutenzione straordinaria).

In base al Decreto Legislativo 28/2011, gli impianti di produzione di energia termica devono essere progettati e realizzati in modo da garantire il contemporaneo rispetto della copertura, tramite il ricorso ad energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili, del 50% dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria e delle seguenti percentuali della somma dei consumi previsti per l'acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento:

- il 20% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 31 maggio 2012 al 31 dicembre 2013;
- il 35% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è presentata dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2017;
- il 50% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è rilasciato dal 1° gennaio 2018.

Questi obblighi non possono essere assolti tramite impianti da fonti rinnovabili che producano esclusivamente energia elettrica, la quale alimenti, a sua volta, dispositivi o impianti per la produzione di acqua calda sanitaria, il riscaldamento e il raffrescamento.

E' anche definita una potenza elettrica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili che devono essere obbligatoriamente installati sopra o all'interno dell'edificio o nelle relative pertinenze:

- 1 kW ogni 80 mq per titoli edilizi presentati dal 31/05/2012 fino al 31/12/2013;
- 1 kW ogni 65 mq per i titoli edilizi presentati dal 01/01/2014 fino al 31/12/2016;
- 1 kW ogni 50 mq per i titoli edilizi presentati in seguito al 01/01/2017.

Per quanto riguarda gli edifici pubblici, gli obblighi di integrazione delle rinnovabili sono incrementati del 10%. Inoltre, è stato stabilito che i progetti virtuosi che assicurino una copertura dei consumi di calore, di elettricità e per il raffrescamento superiore di almeno il 30% rispetto ai valori minimi obbligatori previsti dal Decreto, beneficeranno di un bonus volumetrico del 5%.

La normativa ha carattere nazionale, ma le regioni e i comuni, all'interno della progettazione dei piani di qualità dell'aria e di rispetto dell'ambiente, mantengono il diritto di incrementare i valori di integrazione che sono stati già fissati dal Decreto.

Qualora nell'edificio in questione non sia possibile installare un sistema da fonti rinnovabili, come nel caso di strutture soggette a vincoli storico-paesaggistici, in seguito alla verifica di un tecnico esperto si certifica la non fattibilità di nessuna delle soluzioni tecnologiche presenti sul mercato ecosostenibile, evidenziando i motivi della mancata ottemperanza degli obblighi in una relazione tecnica.

L'obbligo dell'installazione di un impianto da fonti rinnovabili non è valido su edifici allacciati a una rete di teleriscaldamento, il quale sistema copre già il fabbisogno energetico dell'immobile per la climatizzazione degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria.

L'inosservanza dei sopra descritti obblighi comporta il diniego del rilascio del titolo edilizio.

## 5. Fornire informazioni sul funzionamento del sistema delle garanzie di origine per l'elettricità, il riscaldamento e il raffreddamento da fonti energetiche rinnovabili e le misure adottate per assicurare l'affidabilità e la protezione del sistema contro la frode (articolo 22, paragrafo 1, lettera d), direttiva 2009/28/CE).

L'articolo 34 del Decreto Legislativo n. 28/11 di attuazione della Direttiva comunitaria 2009/28/CE ha disposto che con successivo decreto ministeriale fossero aggiornate le modalità di rilascio, riconoscimento e utilizzo della Garanzia di Origine (GO) dell'elettricità da fonti rinnovabili in conformità alle disposizioni dell'articolo 15 della direttiva 2009/28/CE.

Coerentemente a quanto previsto dalla direttiva 2009/28/CE e dal D.M. 31 luglio 2009 (c.d. decreto Fuel Mix), la GO può essere utilizzata dai fornitori per provare ai clienti finali la quota rinnovabile dichiarata nel proprio mix energetico.

Il Gestore dei Servizi Energetici è chiamato a svolgere alcune attività relativamente al sistema delle GO:

- il rilascio della qualifica c.d. «IGO» agli impianti alimentati da fonti rinnovabili, ad esclusione degli impianti che si avvalgono del Ritiro Dedicato, dello Scambio sul Posto e degli incentivi onnicomprensivi (Cip 6/92, TO), i quali prevedono il ritiro dell'energia da parte del GSE (le GO relative alle produzioni realizzate da tali impianti esclusi sono emesse e trasferite a titolo gratuito al GSE per essere poi assegnate mediante procedure concorrenziali);
- l'emissione delle GO sull'energia elettrica immessa in rete: ogni titolo di GO è rilasciato dal GSE a fronte di un MWh di energia elettrica immessa in rete ed è valido fino al termine del dodicesimo mese successivo a quello a cui la produzione di energia elettrica è riferita (comunque non oltre il 31 marzo dell'anno successivo a quello di produzione).

I titoli di GO vengono rilasciati e annullati in maniera elettronica tramite l'apposito portale web gestito dal GSE, con possibilità anche di scambio con l'estero attraverso l'hub dell'Association of Issuing Bodies (AIB), secondo lo standard European Energy Certificate System, con 24 Paesi aderenti al 2016. In qualità di membro dell'AIB, il GSE è tenuto a rispettare le regole associative per lo scambio internazionale delle garanzie definite dalla stessa AIB in coerenza con la Direttiva europea 2009/28/CE. A tal riguardo, a gennaio 2016 l'AIB ha effettuato un audit sul processo di gestione delle Garanzie di Origine per verificare l'adesione del GSE alle regole di partecipazione alla piattaforma di scambio internazionale e alla normativa europea in materia. L'esito positivo della valutazione ha confermato la membership del GSE nell'associazione e, di conseguenza, l'opportunità per gli operatori di scambiare le GO con i Paesi attualmente connessi all'hub. Gli scambi nazionali si svolgono sul mercato organizzato (M-GO) o sulla piattaforma bilaterale (PB-GO) gestiti dal GME.

L'annullamento delle GO è consentito esclusivamente alle imprese di vendita ai fini della determinazione del proprio mix di approvvigionamento e, a partire dal 2012, ai sensi di quanto disposto dall'AEEGSI con la deliberazione ARG/elt 104/11, per comprovare l'origine rinnovabile dell'energia elettrica venduta ai clienti finali nell'ambito dei contratti di vendita di energia rinnovabile.

Al 31 dicembre 2016 sono risultati qualificati IGO 1016 impianti, per complessivi 25 GW di potenza. I titoli rilasciati nel corso dell'anno, per richieste provenienti da 667 impianti, sono stati circa 40 milioni, di cui 18,5 milioni relativi alle produzioni del 2015 e 21,6 del 2016.

Si riportano di seguito i dati relativi al numero di GO complessivamente emesse, annullate, importate, esportate e trasferite nel periodo 2013/2016.

### Movimentazione delle GO (anni 2013 / 2016)

Anno	Emesse	Annullate	Importate	Esportare	Trasferite
2.013	17.615.362	2.704.110	1.106.356	750.474	8.000
2.014	10.975.585	922.500	3.495.313	982.093	5.400
2015	35.709.634	34.714.944	11.213.958	11.363.977	6.500
2016	40.206.573	38.796.750	11.602.934	25.525.831	0

## 6. Illustrare gli sviluppi intervenuti nei due precedenti anni civili nella disponibilità e nell'uso delle risorse della biomassa a fini energetici (articolo 22, paragrafo 1, lettera g), della direttiva 2009/28/CE).

I dati riportati in Tabella 4 si riferiscono a stime effettuate sulla base dei dati relativi ai consumi di energia da biomasse, in quanto le metodologie di valutazione dei quantitativi di materia prima basate sulla rilevazione diretta delle quantità si ritengono non sufficientemente attendibili.

**Tabella 4 approvvigionamento di biomassa per usi energetici**

	Quantitativo di materia prima nazionale [1]		Energia primaria da materia prima nazionale (ktep)		Quantitativo di materia prima importata dall'UE [1]		Energia primaria da materia prima importata dall'UE (ktep)		Quantitativo di materia prima importata da paesi extraUE [1]		Energia primaria da materia prima importata da paesi extraUE (ktep)	
	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016
<b>Approvvigionamento di biomassa per riscaldamento ed elettricità:</b>												
Approvvigionamento diretto di biomassa legnosa da foreste e altri terreni boschivi a fini di produzione energetica (abbattimento, ecc.)	17.285.564	16.889.387	5.743	5.612	836.648	779.565	278	259	427.143	417.287	142	139
Approvvigionamento indiretto di biomassa legnosa (residui e sottoprodotti dell'industria del legno, ecc.)[2]	2.454.428	2.224.963	585	600	1.579.980	1.680.639	625	667	554.896	429.344	218	169
Colture energetiche (piante erbacee, ecc.) e alberi a rotazione breve	5.437.882	5.397.006	1.338	1.339	76.694	106.263	68	94	812.880	700.630	718	619
Sottoprodotti agricoli/residui agricoli trasformati e sottoprodotti della pesca	4.872.541	5.069.681	1.027	1.053								
Biomassa da rifiuti (urbani, industriali, ecc.)	5.927.766	6.060.572	1.549	1.604		3.136		3	3.896		3	
<i>Altri</i>												
<b>Approvvigionamento di biomassa per trasporti:</b>												
Seminativi comuni per biocarburanti	532	999	0	1	26.108	20.850	23	18	357.843	131.577	570	116
Colture energetiche (piante erbacee, ecc.) e alberi a rotazione breve per biocarburanti (precisare)												
Altri ( rifiuti e sottoprodotti liquidi, etc.)	76.384	89.896	67	79	35.463	43.315	31	38	3.844	70.880	3	63

[1] Dati espressi in t/anno t.q. (tal quale) o t/anno s.v. (sostanza volatile) per materiali destinati a digestione anaerobica.

[2] In questa voce si conteggia anche il pellet, ivi incluse le quantità di pellet importato seppur esse non siano propriamente una materia prima.

**Tabella 4.a: utilizzo attuale dei terreni agricoli destinati alla produzione di colture che possono essere destinate a filiere energetiche (ha)**

Destinazione del terreno	Superficie complessiva (ha)					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
avena	126.254	120.012	104.862	103.525	108.956	105.118
barbabietola da zucchero	45.545	53.514	40.712	51.986	38.124	32.297
colza	18.759	10.301	18.550	16.444	12.101	13.542
girasole	118.099	111.678	127.628	111.350	114.449	110.716
frumento duro	1.198.974	1.260.143	1.270.490	1.287.564	1.328.874	1.383.675
frumento tenero	533.606	593.494	631.667	586.615	553.642	528.743
mais	994.773	978.543	908.114	869.378	655.993	660.727
orzo	270.386	246.127	237.268	232.713	242.895	244.232
riso	246.537	235.052	216.019	219.532	227.331	234.133
segale	4.850	4.988	4.825	3.869	4.113	4.172
soia	165.955	152.993	184.146	232.867	308.979	288.060
sorgo	42.335	38.637	51.066	51.914	45.413	43.840
altri cereali	21.621	21.389	35.558	37.307	24.206	28.725

Fonte Agri Istat

**7. Fornire informazioni sulle variazioni del prezzo dei prodotti e della destinazione dei terreni in Italia legati al maggiore uso della biomassa e di altre forme di energia da fonti rinnovabili nei due precedenti anni civili. Fornire le eventuali informazioni relative alla documentazione pertinente su tali impatti in Italia (articolo 22, paragrafo 1, lettera h), della direttiva 2009/28/CE)**

La possibile competizione nelle varie destinazioni d'uso (alimentare, zootecnico, industriale e in questi ultimi anni energetico) tra le materie prime agricole, può influenzare in modo più o meno sensibile la volatilità nei prezzi del settore e dei servizi connessi, sia a livello globale che a livello locale, agendo così sull'entità del reddito agrario e sulle relative scelte future d'investimento degli attori della filiera primaria.

La tabella successiva riporta, per le principali colture e sottoprodotti potenzialmente destinabili alle filiere energetiche (legno-energia/biogas/bioliquidi) e alla produzione di mangimi, il trend dei prezzi registrati in Italia nel periodo 2011-2016. Si ricorda che in generale, a meno di casi specifici, non è possibile distinguere nelle dinamiche dei prezzi la destinazione energetica o meno della materia in questione.

**Variazioni dei prezzi dei prodotti agricoli in Italia**

Colture e sottoprodotti diretti	esempi di prezzi indicativi (€/t)					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>DENDROENERGIA (filiera legno - energia)</b>						
legna da ardere	70	69	73	73	56	57
pellet	185	189	205	208	232	224
cippato	43	41	42	47	40	38
<b>COLTURE CEREALICOLE (utilizzabili per la filiera biogas)</b>						
frumento duro	286	283	269	301	290	196
frumento tenero	232	265	234	207	200	179
granoturco	208	257	186	182	167	178
orzo	237	230	217	190	181	160
sorgo	214	241	230	182	171	192
<b>COLTURE OLEAGINOSE (utilizzabili per la filiera bioliquidi)</b>						
farina di colza	nd	313	307	276	273	244
semi girasole	343	398	338	272	299	314
semi soia	381	454	473	404	363	389
<b>MANGIMI COMUNI</b>						
erba medica	104	114	140	113	85	83
paglia	82	61	52	59	48	38
cubettato rinfusa - grano tenero	155	174	170	137	128	122
farinaccio rinfusa - grano tenero	207	214	201	169	167	150
crusca e cruschetto rinfusa - grano tenero	150	170	165	133	124	156
tritello rinfusa - grano tenero	161	176	170	139	130	120
crusca, cruschetto e tritello rinfusa - grano duro	146	165	163	131	122	114
cubettato rinfusa - grano duro	156	174	171	138	129	123
farinetta rinfusa - grano duro	290	275	264	233	225	206
farinaccio rinfusa - grano duro	179	190	185	150	141	133

Fonte AGER Borsa Merci e Camere di Commercio

Nella tabella successiva sono riportati i dati che descrivono nel dettaglio l'utilizzazione del territorio agricolo in Italia fino al 2016. Anche in questo caso, in particolare per le scelte di semina che caratterizzano le singole annate agrarie, non è possibile ravvisare una preciso trend dovuto alla maggiore o minore intensità agroenergetica delle colture adottate in un determinato anno.

#### Variazioni della destinazione dei terreni in Italia

<b>Utilizzazione del territorio agricolo in Italia</b>						
Superficie Agricole Utilizzata: 12.400.000 ha						
Superficie Totale Italia: 30.134.000 ha						
Superficie Forestale: 11.110.000 ha						
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>SEMINATIVI</b>	<b>6.436.000</b>	<b>5.955.000</b>	<b>6.488.000</b>	<b>6.405.000</b>	<b>6.418.000</b>	<b>6.466.000</b>
cereali e riso	3.439.000	3.350.000	3.460.000	3.393.000	3.191.000	3.233.000
colture foraggere avvicendate	2.009.000	1.826.000	2.121.000	2.153.000	2.223.000	2.239.000
legumi secchi	68.000	72.000	68.000	67.000	73.000	87.000
oleaginose e piante industriali	424.000	275.000	387.000	413.000	490.000	461.000
ortaggi	434.000	374.000	401.000	326.000	392.000	398.000
ortaggi in serra	37.000	33.000	37.000	38.000	38.000	39.000
piante da tubero	62.000	58.000	51.000	53.000	49.000	48.000
<b>COLTURE PERMANENTI</b>	<b>2.424.000</b>	<b>2.299.000</b>	<b>2.360.000</b>	<b>2.325.000</b>	<b>2.219.000</b>	<b>2.217.000</b>
fruttiferi	587.000	513.000	529.000	508.000	403.000	404.000
ulivo	1.137.000	1.100.000	1.129.000	1.127.000	1.143.000	1.145.000
vite	700.000	686.000	702.000	690.000	673.000	668.000
<b>PASCOLI E PRATI</b>	<b>4.503.000</b>	<b>2.359.000</b>	<b>4.388.000</b>	<b>3.925.000</b>	<b>3.862.000</b>	<b>3.852.000</b>

Fonte Agri Istat

Secondo alcune stime ammonterebbe a circa 800 ettari la superficie netta di serre che presentano pannelli fotovoltaici sulla loro struttura, su un totale di quasi 40.000 ettari destinati a colture serricole.

In ambito agricolo è particolarmente evidente il ruolo delle bioenergie: dalle biomasse solide (tranne la frazione biodegradabile dei rifiuti), al biogas e ai bioliquidi. Pur rivestendo l'agricoltura un ruolo marginale nel bilancio dei consumi energetici nazionali, al suo interno si sono andate delineando filiere di eccellenza in termini agroenergetici, dovute in particolar modo alle potenzialità di utilizzo dei sottoprodotti e scarti agricoli per la produzione energetica. È il caso del comparto biogas che, dopo aver raggiunto risultati estremamente positivi, si sta ora orientando verso la produzione non più e solo di energia elettrica, ma anche di biometano. Questo conferma il potenziale ruolo strategico dell'agricoltura nel connubio che lega sistema rurale e produzione energetica.

#### Attività multifunzionali, secondarie e di supporto all'agricoltura

Com'è noto, la produzione di energia rinnovabile in contesto rurale rappresenta per molte aziende agricole un introito di entità più o meno importante per integrare il reddito agricolo.

In ambito agricolo, in particolar modo dopo l'ultima riforma della PAC, si parla spesso di attività multifunzionali. Secondo la definizione introdotta dalla Commissione agricoltura dell'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico "oltre alla sua funzione primaria di produrre cibo e fibre, l'agricoltura multifunzionale può anche disegnare il paesaggio, proteggere l'ambiente e il territorio e conservare la biodiversità, gestire in maniera sostenibile le risorse, contribuire alla sopravvivenza socio-economica delle aree rurali, garantire la sicurezza alimentare."

Per quanto riguarda la multifunzionalità, su cui le aziende agricole italiane nell'ultimo decennio hanno investito molto, l'Italia, con 4,6 miliardi di euro in media, è al primo posto nella UE per le attività dei servizi di supporto, seguita dalla Francia (4,2 miliardi) e dalla Germania (2,1 miliardi). Fra le attività di supporto si segnalano il contoterzismo, la prima lavorazione dei prodotti e la manutenzione del territorio. Anche per le attività secondarie l'Italia è in prima posizione con il 27,5% della produzione europea, seguita dalla Francia (14,2%) e dal Regno Unito (9,9%). Il primato italiano sulle

attività secondarie è connesso essenzialmente al rapido sviluppo della produzione di energie rinnovabili e alla diffusione dell'agriturismo.

Per quanto riguarda la multifunzionalità, su cui le aziende agricole italiane nell'ultimo decennio hanno investito molto, l'Italia, con 4,6 miliardi di euro in media, è al primo posto nella UE per le attività dei servizi di supporto, seguita dalla Francia (4,2 miliardi) e dalla Germania (2,1 miliardi). Fra le attività di supporto si segnalano il contoterzismo, la prima lavorazione dei prodotti e la manutenzione del territorio. Anche per le attività secondarie l'Italia è in prima posizione con il 27,5% della produzione europea, seguita dalla Francia (14,2%) e dal Regno Unito (9,9%). Il primato italiano sulle attività secondarie è connesso essenzialmente al rapido sviluppo della produzione di energie rinnovabili e alla diffusione dell'agriturismo.

#### Produzione delle attività di supporto e secondarie della branca agricoltura, 2011-2015

	Valori correnti in milioni di euro					Variazioni	Variazioni
	2011	2012	2013	2014	2015	% valori correnti	% valori concatenati
<b>Attività di supporto</b>						<b>2015/14</b>	<b>2015/14</b>
Lavorazioni sementi per la semina	209,7	236,9	275,6	266,6	284,3	6,6	0,0
Nuove coltivazioni e piantagioni	235,2	251,5	246,1	222,5	197,7	-11,1	-11,7
Attività agricole per conto terzi (contoterzismo)	2.522,3	2.706,3	2.820,8	2.934,9	2.964,3	1,0	0,7
Prima lavorazione dei prodotti agricoli	2.089,3	2.149,2	2.139,6	2.097,6	2.224,9	6,1	1,8
Manut. del terreno per mantenerlo in buone condiz. agricole ed ecologiche	492,6	511,1	535,4	546,7	552,2	1,0	0,8
Attività di supporto all'allevamento del bestiame	199,8	204,4	204,8	204,1	196,2	-3,9	-2,0
Altre attività di supporto	149,9	159,5	166,9	164,4	165,6	0,7	0,3
<b>Totale</b>	<b>5.898,8</b>	<b>6.218,9</b>	<b>6.389,3</b>	<b>6.436,7</b>	<b>6.585,2</b>	<b>2,3</b>	<b>0,5</b>
<b>Attività secondarie</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2016</b>
Acquacoltura	7,0	7,0	7,2	7,4	7,5	1,4	0,5
Trasformazione dei prodotti vegetali (frutta)	157,8	152,8	175,1	165,1	183,6	11,2	5,3
Trasformazione del latte	301,4	295,0	303,7	321,6	300,9	-6,4	0,3
Agriturismo compreso le attività ricreative e sociali, fattorie didattiche e altre attività minori	1.164,0	1.114,1	1.138,8	1.153,6	1.188,4	3,0	2,8
Trasformazione dei prodotti animali (carni)	317,8	315,2	323,8	314,3	296,5	-5,7	2,0
Energia rinnovabile (fotovoltaico, biogas, biomasse)	\	1.449,0	1.471,5	1.401,5	1.301,0	-7,2	-5,0
Artigianato (lavorazione del legno)	59,0	57,8	58,3	59,0	59,4	0,7	0,3
Produzione di mangimi	195,9	201,0	207,1	190,3	169,4	-11,0	-1,2
Sistemazione di parchi e giardini	328,4	340,7	356,9	350,9	343,9	-2,0	-2,5
Vendite dirette/commercializzazione	265,0	266,5	280,3	266,0	293,3	10,3	2,1
<b>Totale</b>	<b>3.643,9</b>	<b>4.199,1</b>	<b>4.322,8</b>	<b>4.229,7</b>	<b>4.143,9</b>	<b>-2,0</b>	<b>-0,6</b>

Fonte ISTAT

L'Istat, mediante il report annuale "L'andamento dell'economia agricola", traccia un interessante bilancio dello stato di salute del settore primario nella sua interezza. La produzione di energia viene classificata come attività secondaria rispetto alle vocazioni prettamente agricole e zootecniche.

Per l'anno 2015, risulta in flessione l'incidenza delle attività secondarie (dall'8,4% del 2014 all'8,1% del 2015) a causa essenzialmente del rallentamento della produzione di energie rinnovabili da parte del comparto agricolo, dopo anni di

crescita sostenuta, con uno -0,6% in volume e che riguardano, insieme alle energie rinnovabili (in particolare fotovoltaico e biomasse), anche fattorie didattiche, attività ricreative, agricoltura sociale, vendite dirette, produzione di mangimi, sistemazione di parchi e giardini oltre ad agriturismo e attività di trasformazione.

Nel 2016 si registra una ripresa delle attività secondarie delle aziende agricole (+1,4% in volume), che rappresentano l'8,6% della produzione del comparto: a fronte di un buon andamento delle attività agrituristiche e di quelle collegate all'agricoltura sociale, delle attività di trasformazione e delle vendite dirette, si nota un calo della produzione di energie rinnovabili (-1,7%).

### Andamento del mercato dei terreni in affitto

Il perdurare della crisi di liquidità nel 2015 ha consolidato il ruolo dell'affitto come principale strumento di ampliamento delle dimensioni aziendali, in particolare nelle regioni settentrionali dove il mercato degli affitti ha registrato un'accentuata dinamica con domanda in crescita e superiore all'offerta, soprattutto per terreni dedicati a colture di pregio.

Per quanto concerne le tensioni che hanno caratterizzato l'andamento del mercato fondiario degli affitti, è da segnalare il calo dell'interesse a investire nel comparto bioenergetico, con il conseguente ribasso dei canoni per i terreni da destinare a colture energetiche. Già negli scorsi anni si intravedevano i primi segnali di questa inversione di tendenza, iniziata probabilmente a seguito del ridimensionamento degli incentivi per gli impianti solari fotovoltaici, in particolare per quelli a terra in aree agricole. Il fenomeno è stato riscontrato in tutte le regioni tradizionalmente vocate a questo tipo di produzioni, anche per il fisiologico rallentamento della crescita degli impianti a biomasse, sia per produzioni di biogas che per biocarburanti, legato al processo di aggiustamento tra domanda e offerta a livello locale. Non si esclude, inoltre, che possa aver contribuito anche l'utilizzo di materia prima di importazione. Parallelamente gli operatori segnalano anche un affievolimento del ruolo dei contoterzisti come principali attori della domanda di terreni a destinazione agro-energetica, legato probabilmente alla sempre più diffusa stipula di contratti di coltivazione tra imprese che gestiscono impianti energetici e agricoltori per la fornitura della biomassa.

### Evoluzione dei valori fondiari medi nel 2015 (migliaia di € per ettaro)

Area geografica	Zona altimetrica					Totale
	Montagna interna	Montagna litoranea	Collina interna	Collina litoranea	Pianura	
Nord-Ovest	5,8	17,2	24,7	96,8	33,2	26,1
Nord-Est	29,9	-	43,5	30,5	44,1	40,6
Centro	9,7	24,0	14,9	16,6	22,6	14,9
Meridionale	6,4	9,8	12,1	17,1	17,7	12,9
Isole	5,7	7,1	7,5	8,8	14,1	8,5
<b>Totale</b>	<b>11,8</b>	<b>8,9</b>	<b>15,6</b>	<b>14,7</b>	<b>31,4</b>	<b>19,9</b>
Var. % sul 2014	0,0	0,2	-0,2	-0,1	-1,4	-0,8

FONTE: CREA, L'andamento del mercato fondiario in Italia nel 2015.

A dispetto di un valore medio nazionale che si aggirava nel 2014 attorno ai 30.000 €/ha, in quei territori che ospitano una maggiore concentrazione di impianti a bioenergie - è il caso della Provincia di Cremona per il biogas - si sono registrate in questo decennio delle sensibili tensioni nei prezzi delle vendite e degli affitti (56000 €/ha per le vendite e 800 €/ha annui per gli affitti).

Analizzando la serie storica dei Valori Agricoli Medi (VAM) della Provincia di Cremona, si può notare che il VAM nel 2005 era pari a 37.000 euro €/ha e 10 anni dopo si ritrova ad essere pari a 56.000 €/ha. Non si notano nel lasso di tempo considerato particolari perturbazioni al mercato agricolo nel suo complesso, salvo l'entrata in vigore della Tariffa Onnicomprensiva che dal 2008 ha incentivato gli impianti a biogas fino a 1 MW con una tariffa molto interessante (280 €/MWh) e che nel cuore della Pianura Padana ha trovato condizioni idonee per dispiegare appieno i propri effetti, per via della simultanea presenza dei tre ingredienti fondamentali per la dieta dei digestori: una gran quantità di effluenti zootecnici imputabili alla zootecnia intensiva, terreni fertili destinabili a colture dedicate (mais in primis) e presenza di scarti e sottoprodotti di origine agricola o provenienti dalle trasformazioni agroindustriali.

Analogamente a quanto avvenuto nelle vendite, anche per gli affitti si notano ripercussioni sui VAM annui dei canoni di locazione, saliti dai circa 600 €/ha del 2005 a punte di 1200/1400 €/ha tra il 2010 e il 2013, salvo poi decrescere e tornare nel 2015 attorno agli 800 €/ha.

## **Biomasse legnose**

Prosegue la contrazione dei prelievi di legna per uso energetico, diminuiti di quasi il 18% in un solo anno e attestatisi sotto i 3,5 milioni di metri cubi. Tale dato, unito al brusco calo delle importazioni sia di legna da ardere sia di pellet, costituisce una conferma dei segnali lanciati dalla filiera legno-energia che, fino a pochi anni fa, sembrava essere in grado di generare effetti incrementali a livello locale, attivando diversi settori legati alla progettazione, installazione e manutenzione degli impianti a biomassa.

Secondo il Global Forest Resources Assessment 2015 pubblicato dalla FAO, la superficie forestale italiana ammonta a 11.110.315 ettari, di cui 9.297.078 di “bosco” e 1.813.237 appartenenti alla categoria “altre terre boscate”. Il tasso annuale di incremento della superficie forestale, comprendente sia la rigenerazione naturale della foresta sia la forestazione per piantagione o semina, è stato di 53.788 ha, mentre il tasso medio annuale di deforestazione tra il 2005 e il 2015 è stato di 3.695 ettari. A fronte di una disponibilità di biomassa forestale potenzialmente utilizzabile di 38,37 Mm<sup>3</sup>/anno, la quantità di legname utilizzato nel 2015 è stato di 5.461.155 m<sup>3</sup> (ISTAT), che corrisponde al 12% in meno rispetto al 2014. Il 61% delle utilizzazioni del 2015 è stato impiegato come legna da ardere mentre il restante 39% come legname da lavoro.

Fra le novità normative del biennio 2015-2016, per questo segmento agroenergetico, occorre annoverare il D.M. 23 giugno 2016, che ha aggiornato i meccanismi d’incentivazione per impianti nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di rifacimento a fonti rinnovabili con potenza superiore a 1 kW, diversi dal fotovoltaico. Fra le priorità previste, è confermata l’incentivazione per gli impianti a sottoprodotti fino a 600 kW facenti parte del ciclo produttivo di un’impresa agricola, di allevamento o, in via subordinata, forestale. Tale priorità del nuovo decreto è coerente con il Piano di settore per le bioenergie, approvato dalla Conferenza Stato-Regioni il 5 agosto 2014, nel quale si evidenziava come la produzione di bioenergie (colture dedicate e sottoprodotti) sia diventata un elemento imprescindibile del settore energetico. Il sostegno a tale comparto prevede che la produzione di biomasse a destinazione energetica debba guardare prioritariamente al recupero e alla valorizzazione degli scarti e residui colturali, zootecnici e della lavorazione dei prodotti agro-alimentari; in seconda istanza possono essere utilizzate le colture dedicate, solo se rispettano determinati criteri di sostenibilità.

**8. Illustrare lo sviluppo e la quota dei biocarburanti prodotti a partire da rifiuti, residui, materie cellulosiche di origine non alimentare e materie ligno-cellulosiche (articolo 22, paragrafo 1, lettera i), della direttiva 2009/28/CE).**

**Tabella 5:  
Sviluppo dei biocarburanti**

*Indicare le quantità totali di biocarburanti prodotti a partire dalle materie prime elencate nell'allegato IX della direttiva 2009/28/CE (ktep)*

<b>Materie prime elencate nell'allegato IX, parte A, della direttiva 2009/28/CE</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
a) Alghe, se coltivate su terra in stagni o fotobioreattori				
b) Frazione di biomassa corrispondente ai rifiuti urbani non differenziati, ma non ai rifiuti domestici non separati soggetti agli obiettivi di riciclaggio di cui all'articolo 11, paragrafo 2, lettera a), della direttiva 2008/98/CE				
c) Rifiuto organico come definito all'articolo 3, paragrafo 4, della direttiva 2008/98/CE, proveniente dalla raccolta domestica e soggetto alla raccolta differenziata di cui all'articolo 3, paragrafo 11, di detta direttiva				
d) Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti industriali non idonei all'uso nella catena alimentare umana o animale, incluso materiale proveniente dal commercio al dettaglio e all'ingrosso e dall'industria agroalimentare, della pesca e dell'acquacoltura, ed escluse le materie prime elencate nella parte B del presente allegato	6,91	11,99	10,84	7,64
e) Paglia	0,01			
f) Concime animale e fanghi di depurazione				
g) Effluente da oleifici che trattano olio di palma e fasci di frutti di palma vuoti				
h) Pece di tallolio				
i) Glicerina grezza				
j) Bagassa				
k) Vinacce e fecce di vino	0,88	1,74	1,75	1,29
l) Gusci				
m) Crusca				
n) Tutoli ripuliti dei grani di mais				
o) Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti e ai residui dell'attività e dell'industria forestale quali corteccia, rami, prodotti di diradamenti precommerciali, foglie, aghi, chiome, segatura, schegge, liscivio nero, liquame marrone, fanghi di fibre, lignina e tallolio				
p) Altre materie cellulosiche di origine non alimentare definite all'articolo 2, secondo comma, lettera s)				
q) Altre materie ligno-cellulosiche definite all'articolo 2, secondo comma, lettera r), eccetto tronchi per sega e per impiallacciatura				
<b>Materie prime elencate nell'allegato IX, parte B, della direttiva 2009/28/CE</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
a) Olio da cucina usato	50,12	44,82	67,18	72,26
b) Grassi animali classificati di categorie 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio	44,10	70,20	219,26	314,67
<b>Materie prime non elencate nell'allegato IX ma double counting (*)</b>	<b>12,56</b>	<b>57,05</b>	<b>152,25</b>	<b>378,39</b>

(\*) Il recepimento nazionale della direttiva ILUC (Decreto Legislativo 21 marzo 2017, n. 51) prevede che i biocarburanti prodotti da alcuni sottoprodotti non compresi nell'allegato IX, possano godere della premialità Double Counting fino al 30 Giugno 2018.

**9. Fornire informazioni relative all’impatto stimato della produzione di biocarburanti e di bioliquidi sulla biodiversità, sulle risorse idriche, sulla qualità dell’acqua e sulla qualità del suolo in Italia nei due precedenti anni civili. Fornire informazioni sulle modalità di valutazione di tale impatto, con riferimento alla documentazione pertinente su tale impatto in Italia (articolo 22, paragrafo 1, lettera j), della direttiva 2009/28/CE).**

In Italia le colture agroenergetiche hanno un impatto complessivo sulla Superficie Agricola Utilizzata – e di conseguenza su ambiti strettamente connessi quali biodiversità, risorse idriche e qualità del suolo – trascurabile, specie per quelle colture poi indirizzate ad alimentare le filiere di bioliquidi e biocarburanti. La tendenza prevalente, come in tanti altri comparti produttivi, è quella di trasformar materie prime importate (è il caso dell’olio di palma proveniente dall’Indonesia e di altre materie prime coltivate in diverse nazioni europee).

Le principali colture energetiche, utilizzate per la produzione di biocarburanti e bioliquidi sono quelle zuccherine, cerealicole e oleaginose (in primis colza, girasole e soia), che però non sono ben mappate nelle statistiche nazionali tra impiego energetico e non energetico. Poiché poche migliaia di ettari di colture energetiche sono coltivate ai fini della produzione di bioliquidi e biocarburanti, tali coltivazioni di colture dedicate non incidono in modo significativo sull’ecosistema rurale. Ad ogni modo, l’attenzione crescente alla sostenibilità di bioliquidi e biocarburanti ha implicato un impegno costante teso a garantire l’equilibrio ecologico e una tutela attenta della biodiversità, che nel caso italiano riguarda tanto le zone rurali di pregio paesaggistico quanto l’immenso patrimonio agroforestale.

## 10. Stimare la riduzione netta delle emissioni di gas a effetto serra conseguita con l'uso di energia da fonti rinnovabili (articolo 22, paragrafo 1, lettera k), della direttiva 2009/28/CE).

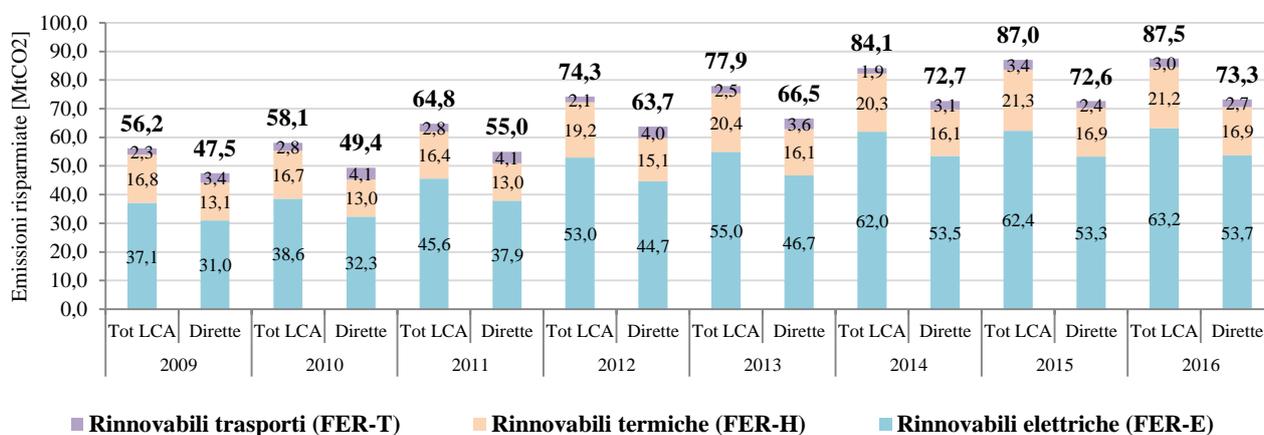
Nella seguente tabella sono sintetizzati i risultati della stima della riduzione netta di emissioni di gas a effetto serra conseguita con l'uso di energia da fonti rinnovabili in Italia dal 2009 al 2016. I valori riportati contengono degli aggiornamenti su tutta la serie storica, come effetto dell'affinamento della metodologia di calcolo, dell'aggiornamento delle statistiche disponibili sui consumi e di alcuni fattori emissivi specifici.

La diffusione delle fonti rinnovabili nei settori elettricità, termico e trasporti, ha portato ad una progressiva riduzione di emissioni di gas climalteranti negli anni: da 56 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>eq evitate nel 2009 a quasi 88 milioni nel 2016 considerando l'approccio del ciclo di vita.

Da un punto di vista settoriale il contributo principale viene dalle fonti rinnovabili impiegate nel settore dell'elettricità dove si è riscontrata una maggiore penetrazione delle FER. Al settore elettrico è stata attribuita anche la produzione di energia elettrica da FER utilizzata nel settore trasporti, che non è dunque stata conteggiata nell'ambito delle rinnovabili impiegate nei trasporti.

**Tabella 6: stima della riduzione netta di emissioni di gas a effetto serra conseguita con l'uso di energia da fonti rinnovabili: emissioni nell'intero ciclo di vita ed emissioni dirette relative alla sola fase di generazione dell'energia (Mt CO<sub>2</sub>eq)**

Settore di impiego FER [Mt CO <sub>2</sub> eq.]	2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	Tot LCA	Dirette														
<b>FER Elettriche</b>	37,1	31,0	38,6	32,3	45,6	37,9	53,0	44,7	55,0	46,7	62,0	53,5	62,4	53,3	63,2	53,7
<b>FER Termiche</b>	16,8	13,1	16,7	13,0	16,4	13,0	19,2	15,1	20,4	16,1	20,3	16,1	21,3	16,9	21,2	16,9
<b>FER Trasporti</b>	2,3	3,4	2,8	4,1	2,8	4,1	2,1	4,0	2,5	3,6	1,9	3,1	3,4	2,4	3,0	2,7
<b>Totale FER</b>	<b>56,2</b>	<b>47,5</b>	<b>58,1</b>	<b>49,4</b>	<b>64,8</b>	<b>55,0</b>	<b>74,3</b>	<b>63,7</b>	<b>77,9</b>	<b>66,5</b>	<b>84,1</b>	<b>72,7</b>	<b>87,0</b>	<b>72,6</b>	<b>87,5</b>	<b>73,3</b>



I risultati di questa stima sono stati ottenuti nell'ambito del monitoraggio della riduzione delle emissioni di gas serra conseguente all'uso di energia da fonti rinnovabili, elaborato dal GSE, come stabilito dal D.Lgs. 28/2011 (art.40).

In estrema sintesi la metodologia utilizzata per il calcolo delle riduzioni di gas serra tiene conto della differenza tra le emissioni che sarebbero state prodotte dalle fonti fossili sostituite (FFS) e le emissioni causate dalle fonti rinnovabili utilizzate (FER). Le emissioni considerate comprendono l'intero ciclo di vita delle fonti energetiche, secondo l'approccio del *Life Cycle Assessment* (LCA).

Le emissioni di gas serra considerate sono quelle relative ai principali gas climalteranti: CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> ed N<sub>2</sub>O valutate in termini di CO<sub>2</sub>eq attraverso i fattori di conversione adottati negli ultimi inventari nazionali delle emissioni di gas serra pari a 1 per la CO<sub>2</sub>, 298 per N<sub>2</sub>O e 25 per CH<sub>4</sub>.

I gas serra contabilizzati comprendono, secondo un approccio LCA, le emissioni legate alla produzione della fonte (*upstream*), le emissioni relative alla costruzione dell'impianto in cui la fonte energetica viene utilizzata e le emissioni

durante l'utilizzo (ad esempio la combustione) della fonte stessa per produrre energia elettrica, calore o energia per i trasporti (emissioni "dirette").

La metodologia utilizzata si sviluppa nelle seguenti fasi:

- identificazione, per ciascun settore di consumo finale (elettricità, calore e trasporti), delle principali fonti e subfonti di energia rinnovabile utilizzate in Italia;
- ricostruzione del mix di fonti fossili sostituite per ciascuna fonte rinnovabile e settore di consumo
- realizzazione di un'analisi del ciclo di vita per ciascuna subfonte rinnovabile e per ciascuna fonte fossile sostituita all'interno di ciascun settore di consumo, per identificare i fattori emissivi specifici legati a ciascuna fase del ciclo di vita e a ciascuna fonte;
- individuazione delle quantità di energia da fonte rinnovabile consumata per ogni anno di riferimento e nel singolo settore di consumo;
- realizzazione del *bilancio delle emissioni* secondo la formula riportata negli allegati.

Allegato alla presente relazione è stato predisposto un documento che illustra più dettagliatamente i risultati ottenuti e la metodologia utilizzata.

**11. Comunicare i dati effettivi (per i due precedenti anni civili) e una stima (per gli anni seguenti fino al 2020) della produzione eccedentaria o deficitaria di energia da fonti rinnovabili rispetto alla traiettoria indicativa che potrebbe essere oggetto di trasferimento da/verso altri Stati membri e/o paesi terzi, nonché una stima del potenziale dei progetti comuni fino al 2020 (articolo 22, paragrafo 1, lettere l) e m), della direttiva 2009/28/CE).**

Nell'ambito della ridefinizione delle priorità strategiche per l'intero sistema energetico nazionale, nel novembre 2017, l'Italia ha aggiornato la Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017) che affronta tutti i temi afferenti al settore dell'energia. In tale ambito, per quanto riguarda le energie rinnovabili, si è ritenuto di poter confermare che al 2020 la quota di consumi finali coperti mediante le rinnovabili possa arrivare al valore del 19-20%, fermo restando ovviamente l'impegno vincolante a raggiungere solo il 17% assegnato in ambito comunitario. Sulla base di tali premesse, possono essere tracciate nuove traiettorie di previsione della crescita dei consumi coperti mediante le rinnovabili, da intendersi come scenari consistenti con i nuovi traguardi autonomamente individuati dall'Italia nell'ambito della SEN 2017.

La Direttiva 2009/28/CE prevede una traiettoria indicativa individuata come quota media di copertura dei consumi di energia mediante fonti rinnovabili per i bienni 2011-2012, 2013-2014, 2015-2016 e 2017-2018 e, infine, per l'anno 2020. Sulla base di tale prescrizione è stata individuata, per interpolazione, una traiettoria minima di riferimento per la quantità di energia da fonti rinnovabili. Dai dati relativi ai consumi finali di energia da fonti rinnovabili per gli anni 2015 e 2016 e dalla stima di questi per gli anni futuri, sono stati ricavati per differenza i dati effettivi (fino al 2016) e una stima per gli anni futuri della produzione eccedentaria o deficitaria.

**Tabella 7: stima e valore della produzione eccedentaria e/o deficitaria (-) di energia da fonti rinnovabili rispetto alla traiettoria indicativa che potrebbe essere oggetto di un trasferimento verso/da altri Stati membri in Italia (ktep)<sup>[1] [2]</sup>**

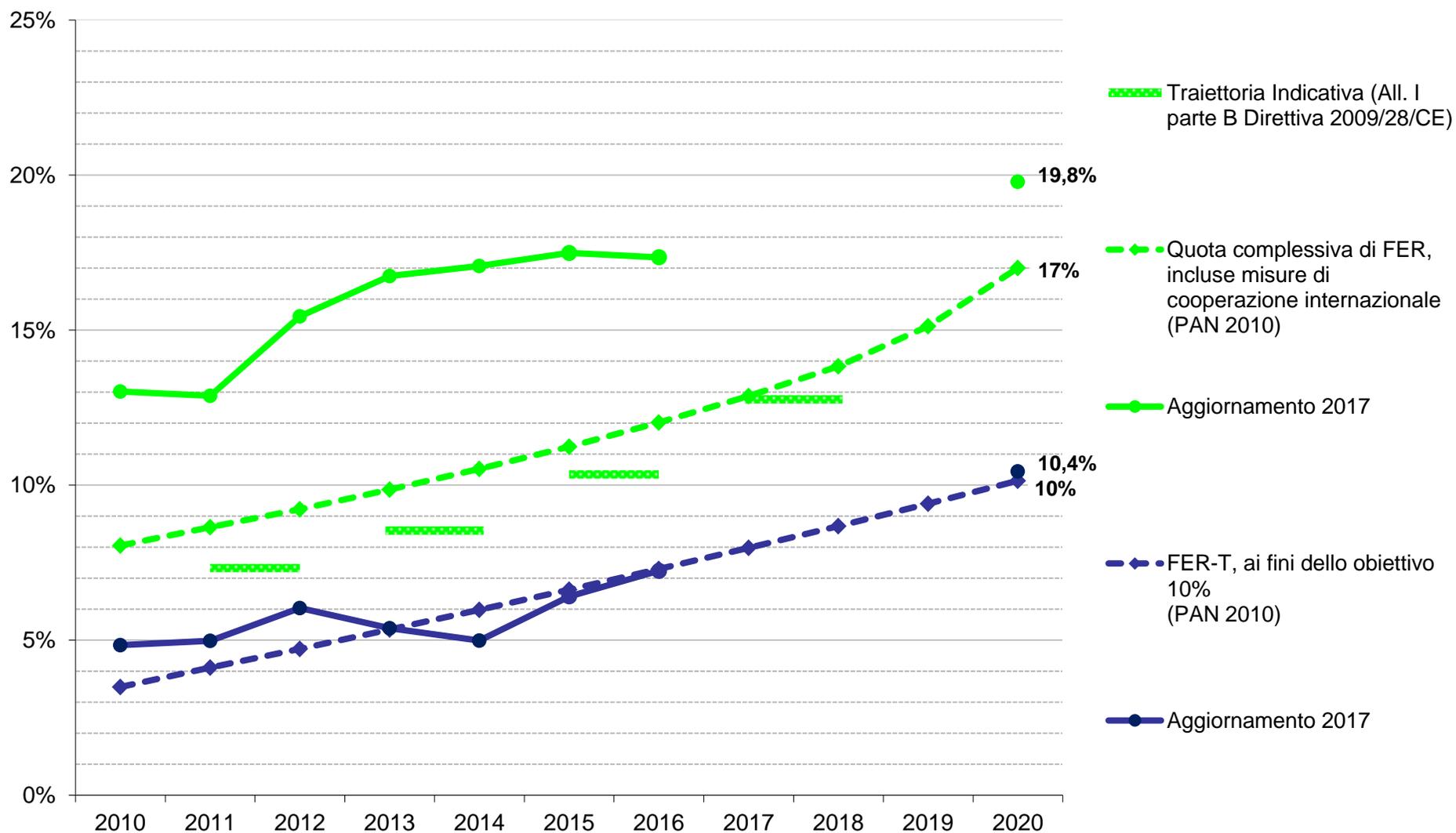
	consuntivo								previsioni			
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Produzione effettiva/stimata eccedentaria o deficitaria	8.325	8.614	7.405	10.011	10.942	9.332	9.432	7.753	7.216	5.799	4.447	3.397

Sulla base dei dati registrati negli ultimi due anni e delle previsioni della SEN 2017, nelle tre figure che seguono sono ipotizzati nuovi scenari ("aggiornamento 2017") di copertura dei consumi finali mediante le fonti energetiche rinnovabili, rispetto agli scenari previsti nel PAN.

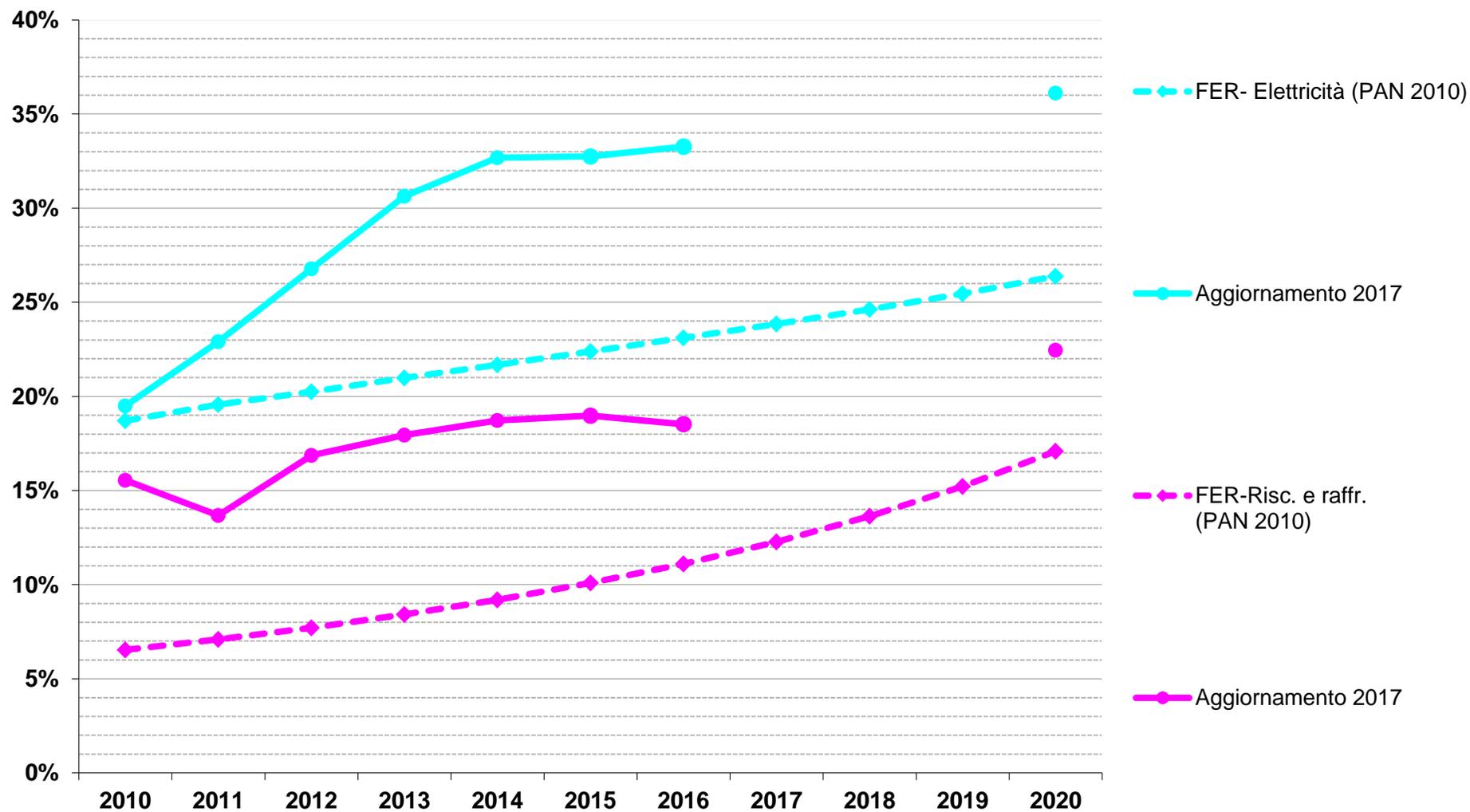
<sup>[1]</sup> Usare i dati attuali per comunicare la produzione eccedentaria nei due anni civili precedenti la presentazione della relazione e le stime per gli anni seguenti fino al 2020. In ciascuna relazione lo Stato membro ha la possibilità di correggere i dati forniti nelle relazioni precedenti.

<sup>[2]</sup> Nella compilazione della tabella, per la produzione deficitaria inserire la carenza di produzione usando numeri negativi (per es. -x ktep).

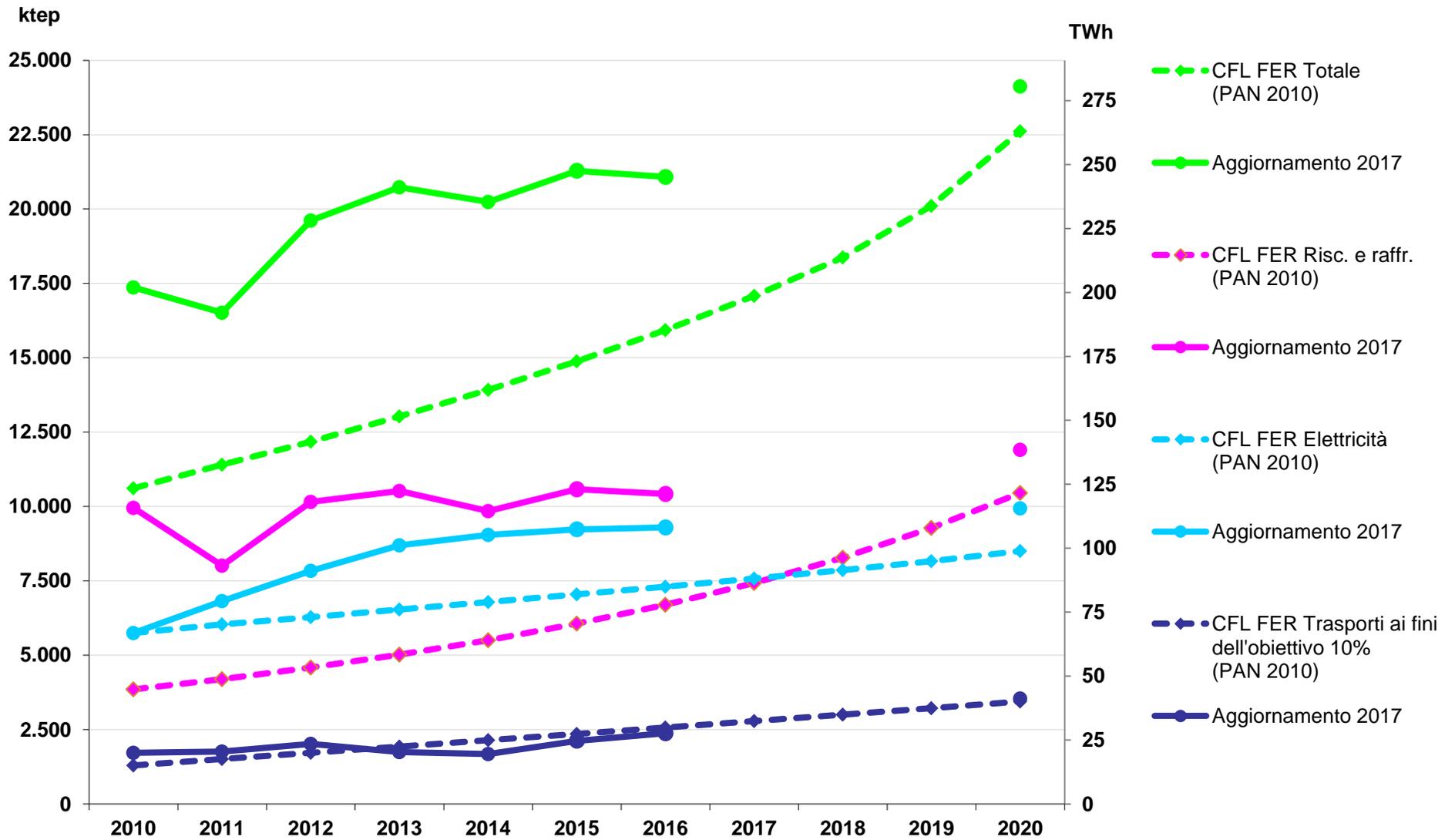
## Quota FER dei consumi finali lordi: totale e settore trasporti ai fini dell'obiettivo del 10%



**Quota FER dei consumi finali lordi:  
settore riscaldamento e raffreddamento e settore elettricità**



## Consumi finali lordi da FER



## 11.1. Illustrare in dettaglio la normativa in materia di trasferimenti statistici, progetti comuni e decisioni di regimi di sostegno comuni

Il recepimento, nelle normative nazionali, dei meccanismi di cooperazione tra Stati previsti dalla Direttiva 2009/28/UE ai fini del conseguimento degli obiettivi sulle fonti rinnovabili è a discrezione dei singoli Stati Membri.

In Italia la norma di recepimento della Direttiva (Decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011) prevede la possibilità di avviare, a determinate condizioni, *Trasferimenti statistici*, *Progetti comuni tra gli Stati Membri* e *Progetti comuni con Paesi terzi*, mentre non cita esplicitamente i *Regimi di sostegno comuni*. Di seguito si illustrano le disposizioni specifiche previste nel Decreto.

### **Trasferimenti statistici e Progetti comuni con altri Stati membri.**

L'art. 35 del Decreto legislativo 28/2011 prevede la possibilità che l'Italia promuova e gestisca, sulla base di specifici accordi internazionali con altri Stati membri, progetti comuni e trasferimenti statistici di produzioni di energia da fonti rinnovabili a favore dell'Italia. Tali accordi sono promossi nei casi in cui si verificano le seguenti condizioni:

- si verifica il mancato raggiungimento degli obiettivi intermedi fino al 2016;
- l'energia oggetto del trasferimento statistico, così come la quota di energia proveniente dal progetto comune, deve essere sostenuta attraverso un incentivo la cui entità deve avere un valore inferiore rispetto a quello medio ponderato dell'incentivazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili erogato per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili situati in Italia, al netto della produzione e dei valori dell'incentivazione dell'elettricità da fonte solare. Per la definizione dell'entità dell'incentivo si stabilisce che l'anno di riferimento è quello precedente alla stipula dell'accordo stesso;
- l'energia oggetto del trasferimento statistico, così come la quota di energia proveniente dal progetto comune, devono contribuire al conseguimento degli obiettivi italiani in materia di fonti rinnovabili;
- devono essere stabilite le misure necessarie ad assicurare il monitoraggio dell'energia trasferita ai fini del conseguimento degli obiettivi nazionali in materia di energie rinnovabili.

È previsto, inoltre, che la copertura dei costi per l'implementazione di tali progetti sia assicurata attraverso le tariffe dell'energia elettrica e del gas naturale secondo le modalità stabilite dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico a valle della stipula degli accordi. La cooperazione per progetti comuni con altri Stati può comprendere operatori privati.

### **Progetti comuni con Paesi terzi.**

L'art. 36 del Decreto legislativo 28/2011 prevede la possibilità di incentivare, ai fini del conseguimento degli obiettivi nazionali in materia di energie rinnovabili, l'importazione di energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta in Paesi non appartenenti all'Unione Europea, da immettere nel sistema elettrico italiano. L'attività di importazione deve essere effettuata su iniziativa di soggetti operanti nel settore energetico, sulla base di accordi internazionali stipulati con lo Stato da cui la stessa energia è importata.

Il sostegno da riconoscere all'energia immessa nella rete elettrica italiana è costituito da un incentivo di pari durata e di entità inferiore rispetto a quello riconosciuto in Italia alle fonti energetiche e alle tipologie impiantistiche che producono l'energia nel Paese di importazione; l'entità dell'incentivo deve essere definita, nell'ambito dei singoli accordi tra l'Italia e gli Stati da cui l'energia è importata, nel rispetto dei criteri di maggiore producibilità ed efficienza degli impianti situati nei paesi terzi e del valore medio dell'incentivazione riconosciuta alla produzione da impianti da fonti rinnovabili localizzati in Italia.

La produzione e l'importazione di energia elettrica deve avvenire con modalità tali da assicurare che tale energia contribuisca al raggiungimento degli obiettivi nazionali in materia di energie rinnovabili; a tale fine, devono essere stabilite le misure necessarie ad assicurare il monitoraggio dell'elettricità importata ai fini del raggiungimento dell'obiettivo nazionale.

Attualmente non sono attivi meccanismi di cooperazione con Stati membri e terzi.

Si segnala, infine, che il Decreto 23 giugno 2016 del Ministero dello Sviluppo economico, che disciplina l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, prevede che gli impianti localizzati in uno Stato Membro UE o in un Stato terzo confinante con l'Italia possano partecipare alle procedure di asta per l'accesso ai meccanismi di incentivazione attivati dal Governo italiano a condizione che esista un accordo, tra l'Italia e lo Stato stesso, redatto ai sensi degli articoli della Direttiva 2009/28/CE sopra menzionati, dedicati a Trasferimenti statistici e Progetti comuni.

## **12. Fornire informazioni sui metodi impiegati per stimare la quota di rifiuti biodegradabili contenuti nei rifiuti destinati alla produzione di energia e sulle misure adottate per migliorare e verificare tali stime (articolo 22, paragrafo 1, lettera n), della direttiva 2009/28/CE).**

A fini statistici, i rifiuti urbani sono stati considerati rinnovabili per una quota forfettaria del 50%, in conformità con le regole Eurostat.

Per quanto riguarda i rifiuti speciali, sono state effettuate elaborazioni sui dati pubblicati da ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, vigilato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare) nei Rapporti annuali sulla gestione dei rifiuti speciali. In particolare, le informazioni contenute per ogni impianto nelle diverse edizioni dei rapporti (tipologia e quantità dei rifiuti, attività economica del gestore), hanno permesso di identificare i casi in cui i rifiuti impiegati sono interamente biogenici. Nei casi in cui si sono resi disponibili dati relativi ai consumi di specifiche tipologie di rifiuto, come ad esempio i combustibili solidi secondari (CSS), e, allo stesso tempo, informazioni sufficienti per attribuire ai consumi una quota biogenica, si è proceduto alla ripartizione di tali flussi tra quota rinnovabile e quota non rinnovabile. Per tutti gli altri impieghi di rifiuti si è assunto che fossero non rinnovabili.

Ai fini dell'erogazione degli incentivi per la produzione di energia elettrica da rifiuti biodegradabili, la normativa nazionale prevede attualmente due alternative:

- computo forfettario per alcune categorie di rifiuti;
- metodi di determinazione analitica per i restanti rifiuti.

La quota di produzione di energia elettrica imputabile a fonti rinnovabili riconosciuta ai fini dell'accesso agli incentivi è assunta forfettariamente pari al 51% della produzione netta nel caso di utilizzo di rifiuti urbani a valle della raccolta differenziata nonché, a determinate condizioni, nel caso di utilizzo di alcune ulteriori categorie specifiche di rifiuti non urbani. Tale attribuzione forfettaria (del tutto simile alla quota considerata a fini statistici) è stata individuata dal legislatore a seguito di una campagna di analisi merceologiche sui rifiuti urbani trattati da un campione significativo di termovalorizzatori.

Ai fini dell'incentivazione, per i rifiuti diversi da quelli urbani occorre procedere attraverso metodi di determinazione analitica, sulla base della normativa tecnica europea (carbonio 14, dissoluzione selettiva, analisi merceologica).

Probabilmente anche l'esperienza maturata nel campo analitico potrà far emergere andamenti ricorrenti nella percentuale di biodegradabilità di alcune categorie di rifiuti, che potranno essere sfruttati anche a fini statistici.

**13. Indicare le quantità di biocarburanti e bioliquidi in unità di energia corrispondenti a ciascuna delle categorie di materie prime elencate nella parte A dell'allegato VIII prese in considerazione da tale Stato membro ai fini del rispetto degli obiettivi di cui all'articolo 3, paragrafi 1 e 2, e all'articolo 3, paragrafo 4, primo comma.**

<b>Gruppo di materie prime</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
Cereali e altre amidacee	68,3	7,9	17,2	24,4
Zuccheri	3,4	-	3,2	6,6
Colture oleaginose	1.627,9	1.576,8	1.434,9	1.063,9

## **Allegato I - Rispetto Convenzione sull'accesso alle informazioni, la partecipazione del pubblico ai processi decisionali e l'accesso alla giustizia in materia ambientale (Aarhus, 1998)**

Il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE), competente in materia di energia, ha avviato una fase di consultazione pubblica, funzionale alla condivisione degli obiettivi nazionali settoriali e all'individuazione delle misure idonee al loro conseguimento, in fase di predisposizione del Piano Nazionale di Azione per le Fonti Rinnovabili nel 2010 (e poi successivamente anche in occasione del varo della Strategia Energetica Nazionale nel 2012 e della nuova Strategia Energetica Nazionale del 2017).

Oltre 50 tra istituzioni, associazioni ambientaliste, di categoria e organizzazioni di settore (tra cui anche quelle dei consumatori) sono state coinvolte direttamente dal Ministero con la trasmissione di una versione del PAN sviluppata di concerto con gli altri Ministeri competenti. Il documento è stato peraltro corredato di una sintesi per evidenziarne gli elementi principali. La consultazione è stata aperta anche a singoli cittadini.

Gli interessati hanno potuto presentare le proprie osservazioni entro un determinato intervallo temporale. La consultazione ha visto un'ampia partecipazione e un confronto costruttivo. Sono state ricevute molte osservazioni, tutte debitamente analizzate. Numerosi commenti sono risultati in linea con le previsioni della bozza di PAN. Sembra di rilievo riportare che l'esito della consultazione ha visto, in particolare, la revisione degli obiettivi settoriali con una riduzione della percentuale allocata all'elettrico e un incremento di quella del termico, vista l'unanime condivisione e la sostenibilità della richiesta.

Analogo percorso è stato effettuato nella preparazione della Strategia Energetica Nazionale nel 2012 (105 partecipanti alla consultazione, tra istituzioni, associazioni, enti di ricerca, cittadini) e poi nella preparazione della Strategia Energetica Nazionale 2017 (pervenute 835 osservazioni da 250 soggetti diversi tra associazioni di categoria, aziende, cittadini, associazioni ambientaliste, enti pubblici, ecc.).

Per quanto attiene alle fasi di definizioni di piani attuativi (quali, a solo titolo di esempio, il Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale), in linea con le normative europee, la legislazione italiana prevede il previo svolgimento della procedura di valutazione ambientale strategica, con modalità che assicurano ampia partecipazione al processo di consultazione e decisione.

Parimenti, le singole opere di realizzazione degli impianti e delle infrastrutture sono sottoposte a valutazione di impatto ambientale, di nuovo assicurando ampia partecipazione al procedimento. In proposito, si evidenzia che, per meglio acquisire e valutare la partecipazione pubblica, il decreto legislativo 28/11 ha previsto che le Regioni e le Province autonome stabiliscono i casi in cui la presentazione di più progetti per la realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili e localizzati nella medesima area o in aree contigue sono da valutare in termini cumulativi nell'ambito della valutazione di impatto ambientale

## Allegato II –Stima della riduzione delle emissioni di gas serra in Italia

### Riduzione di emissioni nel settore elettrico

Lo sviluppo delle FER sta contribuendo ad una progressiva decarbonizzazione del settore della generazione elettrica. Nel 2016 si stima una riduzione delle emissioni dirette connesse alla produzione da fonti rinnovabili pari a 63,2 MtCO<sub>2eq</sub>, con una crescita delle emissioni evitate del 70% rispetto ai valori riscontrati nel 2009. Le fonti rinnovabili che contribuiscono maggiormente a tale riduzione sono la fonte idroelettrica e solare.

**Tabella II.1: Riduzioni nette di emissioni associate alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel periodo 2009-2016 (MtCO<sub>2eq</sub>/anno)**

Riduzione per fonte [MtCO <sub>2eq</sub> ]	2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	Tot LCA	Dirette														
BIOGAS	1,0	0,8	1,1	1,0	1,7	1,6	2,2	2,2	3,1	3,3	3,9	4,0	3,8	3,9	3,8	3,9
BIOLIVIDI	0,5	0,7	1,0	1,5	0,9	1,3	1,0	1,4	1,1	1,6	1,6	2,1	1,7	2,4	1,8	2,2
BIOMASSE SOLIDE	2,3	2,1	2,2	1,9	2,4	2,1	2,5	2,2	2,8	2,5	3,3	2,9	3,3	2,9	3,5	3,0
EOLICA	4,6	4,0	5,5	4,6	6,1	5,0	7,4	6,2	8,3	6,9	9,2	7,7	9,5	7,9	10,4	8,7
GEOTERMICA	3,2	2,6	3,1	2,5	3,3	2,7	3,3	2,7	3,2	2,6	3,7	3,1	3,8	3,2	3,9	3,2
IDROELETTRICA	25,1	20,5	24,6	20,0	25,1	20,3	25,7	20,9	24,5	19,9	27,0	22,2	26,6	21,6	26,7	21,6
SOLARE	0,4	0,3	1,1	0,9	6,1	5,0	10,8	9,1	11,8	9,9	13,4	11,4	13,6	11,4	13,1	11,0
<b>TOTALE FER-E</b>	<b>37,1</b>	<b>31,0</b>	<b>38,6</b>	<b>32,3</b>	<b>45,6</b>	<b>37,9</b>	<b>53,0</b>	<b>44,7</b>	<b>55,0</b>	<b>46,7</b>	<b>62,0</b>	<b>53,5</b>	<b>62,4</b>	<b>53,3</b>	<b>63,2</b>	<b>53,7</b>
EMISSIONI EVITATE SPECIFICHE [g/kWh]	592	495	560	469	559	465	568	479	532	452	576	497	568	486	572	486

La metodologia utilizzata per la stima della riduzione delle emissioni associate alla produzione da FER consiste in un bilancio delle emissioni calcolato applicando la seguente relazione:

$$\text{Riduzione delle Emissioni} = \text{Emissioni evitate (FFS)} - \text{Emissioni prodotte (FER)}$$

Le emissioni da fonti fossili evitate e le emissioni prodotte dalle FER sono calcolate con le seguenti formule esemplificative:

$$\text{Emissioni evitate da fonti fossili} = \sum_{FFS} (FE_{FFS} \times FS_{FFS}) \times \text{Produzione elettricità lorda}$$

$$\text{Emissioni prodotte} = FE_{FER} \times \text{Produzione annuale FER}$$

$$\text{Emissioni prodotte}_{LCA} = \text{Emissioni}_{esercizio} + \text{Emissioni}_{costruzione} + \text{Emissioni}_{upstream}$$

dove *FFS* sono le fonti fossili sostituite, *FS<sub>FFS</sub>* è il fattore di sostituzione della singola tecnologia a fonte fossile [%], *FE<sub>FFS</sub>* è il fattore di emissione della singola tecnologia fossile marginale, inteso come emissione per produrre l'unità di energia elettrica lorda [g/kWh], *FE<sub>FER</sub>* sono i fattori di emissione delle possibili combinazioni fonte-tecnologia rinnovabile per unità di energia prodotta (g/kWh). Tale bilancio è stato condotto per ogni fase del ciclo vita della fonte energetica, comprendente le fasi di upstream, costruzione ed esercizio degli impianti.

La produzione elettrica annuale da FER è definito sulla base delle statistiche del GSE-Gestore Servizi Energetici<sup>38</sup>, integrati con le statistiche pubblicate da Terna-Gestore Rete Elettrica Nazionale<sup>39</sup>. La produzione elettrica considerata è la produzione lorda normalizzata per le fonti eolica e idroelettrica mentre per quanto riguarda le altre fonti la produzione lorda effettiva. La produzione di energia elettrica da bioliquidi considera solo la quota parte derivante da bioliquidi sostenibili.

I fattori emissivi dei gas serra delle diverse fasi del ciclo di vita delle fonti rinnovabili e fossili sono stati acquisiti dal database dei fattori emissivi LCA GSE, costruito sulla base di un'ampia ricognizione di banche dati, normative e bibliografia del settore, quali: banche dati di fattori emissivi RSE, banche dati di fattori emissivi ISPRA, banche dati Ecoinvent, banche dati NREL, IPCC 2006, Dichiarazioni EMAS, NEEDS Project, UNI-TS-11435, Direttiva 2009/28/CE, Comunicazione COM 2010 (11). I fattori emissivi dei gas serra prodotti nella fase di upstream sono stati

<sup>38</sup> <http://www.gse.it/it/Statistiche/RapportiStatistici/Pagine/default.aspx>

<sup>39</sup> [http://www.terna.it/default/home\\_en/electric\\_system/statistical\\_data.aspx](http://www.terna.it/default/home_en/electric_system/statistical_data.aspx)

elaborati da GSE a partire dal database aziendale contenenti i valori emissivi certificati per le diverse partite di bioliquidi immesse in consumo nel Paese.

La CO<sub>2</sub> prodotta nella fase di esercizio delle bioenergie è stata considerata nulla, mentre gli altri gas serra (CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O) sono stati valorizzati tramite opportuni fattori emissivi desunti dal database prima citato. I fattori emissivi della fase di upstream delle bioenergie sono stati desunti dai valori standard riportati nell'allegato V della Direttiva 2009/28/CE per le diverse tipologie di bioliquidi (inclusi i biocarburanti) e dai valori standard riportati nella UNI-TS-11435 per le diverse tipologie di biogas e per le biomasse solide<sup>40</sup>. I dati di produzione elettrica da bioenergie sono stati disaggregati e ricondotti alle diverse filiere delle materie prime da cui dipendevano gli specifici fattori emissivi di upstream. Le filiere del biogas e dei bioliquidi utilizzati nella produzione elettrica sono rilevati dalle statistiche sugli impianti in esercizio fornite da Terna e integrate da GSE. Laddove non erano disponibili dati di dettaglio sull'origine delle bioenergie sono state necessarie alcune assunzioni, effettuate con criteri cautelativi, per assegnare il fattore emissivo specifico di upstream (es. la biomassa solida legnosa per la produzione elettrica è stata ipotizzata proveniente da cippato di legno da short rotation forestry 71-200km).

La determinazione del mix di tecnologie a fonti fossili sostituite si basa sulla determinazione di un fattore di sostituzione specifico per ogni FER-E che tiene conto del mix di tecnologie marginali sul mercato elettrico all'ingrosso, negli orari e nelle zone di produzione delle specifiche fonti FER analizzate. Tale fattore è stato elaborato per ogni fonte rinnovabile dal GSE sulla base dei dati di produzione oraria e zonale delle principali fonti rinnovabili (fonte Terna<sup>41</sup>) e sulla base dell'indice di tecnologia marginale zonale orario (dati statistici GME – Gestore Mercati Energetici<sup>42</sup>). Effettuando una media ponderata dell'indice di tecnologia marginale orario zonale sulla base della produzione oraria e zonale di ciascuna fonte FER<sup>43</sup>, è possibile ricavare una stima del mix di fonti che sono state verosimilmente sostituite in corrispondenza della produzione di ciascuna fonte considerata. Assumendo che la marginalità di tecnologie rinnovabili non sia significativa ai fini dell'analisi<sup>44</sup>, si è normalizzato il mix sostituito tenendo conto esclusivamente delle tecnologie fossili nazionali e dell'import. I fattori emissivi relativi ai gas serra prodotti dalle fonti fossili nazionali sono stati elaborati da GSE sulla base di dati statistici Terna (mix di combustibili impiegati per tecnologia, rendimenti medi) e dei fattori emissivi per combustibile utilizzati da ISPRA all'interno del NIR 2015, per l'import è stato utilizzato il valore medio degli EU 28 desunto da fonte JRC<sup>45</sup>.

**Tabella II.2: Mix fossile sostituito associato alla produzione di energia elettrica da FER nel 2015-2016**

Mix fossile sostituito [%]	2015						2016					
	Carbone	CCGT	Olio	MCI	TG	Import	Carbone	CCGT	Olio	MCI	TG	Import
BIOGAS	13,2%	61,0%	7,9%	11,2%	0,5%	6,2%	9,5%	53,8%	11,7%	21,1%	0,3%	3,7%
BIOLQUIDI	13,2%	61,0%	7,9%	11,2%	0,5%	6,2%	9,5%	53,8%	11,7%	21,1%	0,3%	3,7%
BIOMASSE SOLIDE	13,2%	61,0%	7,9%	11,2%	0,5%	6,2%	9,5%	53,8%	11,7%	21,1%	0,3%	3,7%
EOLICA	14,7%	57,8%	13,1%	7,2%	1,2%	5,9%	13,7%	57,4%	16,4%	9,3%	0,6%	2,6%
GEOTERMICA	23,1%	59,5%	0,3%	10,6%	0,3%	6,3%	23,2%	55,7%	0,1%	17,3%	0,2%	3,5%
IDROELETTRICA	11,1%	64,3%	5,4%	13,1%	0,3%	5,8%	7,7%	50,6%	9,0%	28,1%	0,2%	4,4%
SOLARE	13,2%	61,6%	9,7%	11,1%	0,5%	3,9%	11,5%	55,8%	12,2%	17,6%	0,4%	2,7%

<sup>40</sup> Per le biomasse solide da rifiuti il fattore emissivo è stato assunto nullo in quanto considerato di pertinenza della filiera dei rifiuti

<sup>41</sup> [http://www.terna.it/default/home\\_en/electric\\_system/transparency\\_report\\_en/generation.aspx](http://www.terna.it/default/home_en/electric_system/transparency_report_en/generation.aspx)

<sup>42</sup> <http://www.mercatoelettrico.org/it/download/DatiStorici.aspx>

<sup>43</sup> La produzione oraria degli impianti a bioenergie (aggregata nei dati Terna alla produzione termica fossile) è stata assunta con profilo tipo baseload e distribuzione zonale omogenea

<sup>44</sup> Gli impianti idroelettrici si ritiene siano marginali per ottimizzare le produzioni sulla base di opportune strategie di mercato, le altre FER non sono quasi mai marginali, si esclude quindi che la produzione delle fonti rinnovabili elettriche dia luogo a mutua sostituzione tra FER, ma sostituisca solo tecnologie fossili e import.

<sup>45</sup> R. Edwards et al. ANNEX A. GHG Intensity of the electricity consumption in the EU (by Member State) and outside EU JRC 2017

**Tabella II.3: Fattore emissivo del Mix fossile sostituito nel 2009-2016**

Riduzione per fonte [MtCO <sub>2eq</sub> ]	2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	Tot LCA	Dirette														
BIOGAS	611	506	585	479	586	473	593	482	560	452	609	500	603	490	602	487
BIOLIVIDI	611	506	585	479	586	473	593	482	560	452	609	500	603	490	602	487
BIOMASSE SOLIDE	611	506	585	479	586	473	593	482	560	452	609	500	603	490	602	487
EOLICA	689	578	633	520	601	489	611	500	602	491	628	518	629	516	640	525
GEOTERMICA	599	484	576	464	586	475	595	486	561	454	625	518	624	513	625	512
IDROELETTRICA	597	485	572	460	576	461	587	475	550	442	595	486	585	470	583	468
SOLARE	626	511	588	472	581	462	594	481	568	460	620	511	612	497	614	498
<b>TOTALE FER-E</b>	<b>609</b>	<b>498</b>	<b>582</b>	<b>471</b>	<b>582</b>	<b>467</b>	<b>593</b>	<b>481</b>	<b>563</b>	<b>455</b>	<b>609</b>	<b>500</b>	<b>602</b>	<b>488</b>	<b>604</b>	<b>488</b>

### Riduzione di emissioni nel settore termico

La penetrazione delle FER negli usi termici sta contribuendo ad evitare quantitativi crescenti di emissioni nei settori della trasformazione e dei consumi finali (industriale, servizi, residenziale, altri usi finali). Il principale contributo a tale riduzione è legato alla diffusione di pompe di calore e biomasse nel settore residenziale.

**Tabella II.4: Riduzioni nette di emissioni associate all'impiego di fonti rinnovabili per usi termici nel periodo 2009-2016 (MtCO<sub>2eq</sub>/anno)**

Fattore emissivo fonti fossili sostituite [gCO <sub>2eq</sub> /kWh]	2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	Tot LCA	Dirette														
SOLARE TERMICO	0,3	0,2	0,4	0,4	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	0,5	0,6	0,5	0,6	0,5	0,7	0,6
BIOMASSA SOLIDA	8,8	6,7	8,2	6,3	6,4	5,0	9,1	7,1	9,7	7,7	9,2	7,3	10,1	8,0	9,8	7,9
CARBONE VEGETALE	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1
BIOGAS	0,1	0,0	0,1	0,1	0,9	0,8	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,6	0,7	0,6
FORSU	0,2	0,1	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,4	0,3	0,4	0,3
BIOLIVIDI	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
BIODIESEL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GEOTERMIA	0,8	0,6	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	0,4
POMPE DI CALORE	6,7	5,1	7,3	5,6	7,9	6,0	8,4	6,4	8,7	6,7	9,0	6,9	9,0	6,9	9,0	6,9
<b>TOTALE FER-H</b>	<b>16,8</b>	<b>13,1</b>	<b>16,7</b>	<b>13,0</b>	<b>16,4</b>	<b>13,0</b>	<b>19,2</b>	<b>15,1</b>	<b>20,4</b>	<b>16,1</b>	<b>20,3</b>	<b>16,1</b>	<b>21,3</b>	<b>16,9</b>	<b>21,2</b>	<b>16,9</b>
EMISSIONI EVITATE SPECIFICHE [g/MJ]	65,2	50,7	64,0	49,7	68,8	54,3	66,7	52,3	66,8	52,8	68,1	54,2	67,6	53,6	67,8	53,8

La metodologia di calcolo e le fonti dati per le elaborazioni della stima della riduzione delle emissioni nel settore termico ricalca quanto già proposto nel settore elettrico con alcune peculiarità di seguito esplicitate.

Il bilancio di emissioni associate all'utilizzo delle FER nel settore termico è valutato singolarmente per ciascun sotto-settore di consumo<sup>46</sup>. Tale valutazione è effettuata per comparti settoriali poiché si ritiene che gli impatti della penetrazione FER siano diversificati nei settori finali in funzione del diverso impiego delle FER (filiera, tecnologia), del mix fossile e delle tecnologie fossili impiegate che verosimilmente sono sostituite dalle FER.

Il mix fossile sostituito è stato determinato sulla base del mix fossile impiegato annualmente in ciascun settore (fonte bilanci Eurostat) tenendo conto di alcuni valori indicativi dei rendimenti specifici di conversione di fonti FER e

<sup>46</sup> I sotto-settori e le fonti utilizzati nel bilancio delle emissioni sono speculari a quelli impiegati nei bilanci energetici Eurostat. Sono state inoltre integrate nel bilancio le pompe di calore, in accordo a quanto richiesto dalla Direttiva 2009/28/CE.

fossili<sup>47</sup>. Nel settore della trasformazione si è assunto invece che la fonte rinnovabile sostituisca la tecnologia fossile con minori impatti emissivi (attuale BAT), ovvero una caldaia a gas naturale.

Alle bioenergie sono state associate delle filiere delle materie prime in ciascun settore di consumo, secondo le seguenti statistiche e assunzioni:

1. Settore Trasformazione – Impianti CHP e solo calore: in coerenza con quanto ipotizzato per il settore elettrico, i consumi di biomassa solida sono stati assunti in via conservativa riconducibili a “cippato di legno da boschi cedui a rotazione rapida” (Short Rotation Forestry, SRF), mentre i consumi di bioliquidi sostenibili sono ascrivibili ad oli vegetali puri di palma e di colza, ad altri bioliquidi (da rifiuti vegetali o animali) e a biodiesel, in proporzioni rilevate da statistiche di Terna e del GSE sugli impianti in esercizio. Il biogas è stato disaggregato anch'esso nelle diverse tipologie (agricolo, da fanghi etc.) rilevate da statistiche Terna negli impianti CHP in esercizio. Le elaborazioni e le assunzioni sono state tali da garantire, per gli impianti CHP, la coerenza tra settore calore e settore elettricità. Gli impianti FER che alimentano reti di teleriscaldamento si è assunto che utilizzino le medesime filiere di bioenergie degli impianti CHP.
2. Settore Usi Finali – Industriale, servizi, altri usi finali: i consumi di biogas sono riconducibili a specifiche filiere (agricolo, fanghi, discariche, ecc.) rilevate da statistiche GSE. I consumi di bioliquidi e biodiesel sono pressoché trascurabili, mentre i consumi di biomassa solida sono stati assunti riconducibili per un 50% a residuo generico non lavorato ed un altro 50% a cippato di legno da residui forestali.
3. Settore Usi Finali – residenziale: i consumi di biomassa solida sono riconducibili a legna da ardere di provenienza nazionale/europea e pellet in proporzioni rilevate annualmente da statistiche GSE (87% legna e 13% pellet nel 2016).

La CO<sub>2</sub> prodotta nella fase di esercizio delle bioenergie è stata considerata nulla mentre gli altri gas serra (CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O) sono stati valorizzati tramite opportuni fattori emissivi desunti dal database LCA GSE. Si è assunta trascurabile la differenza tra emissioni relative alla fase di costruzione di caldaie a bioenergie e fossili, mentre si è valorizzata tale differenza per collettori solari, pompe di calore e impianti geotermici.

### Riduzione di emissioni nel settore dei trasporti

Al consumo di biocarburanti nel settore dei trasporti si stima siano associati i seguenti risultati in termini di riduzione delle emissioni di gas serra.

**Tabella II.5: Riduzioni nette di emissioni associate all'impiego di fonti rinnovabili nei trasporti nel periodo 2009-2016 (MtCO<sub>2</sub>eq/anno)**

Riduzione per fonte [MtCO <sub>2</sub> eq]	2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016	
	Tot LCA	Dirette														
BIOETANOLO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BIOETBE	0,2	0,3	0,2	0,4	0,2	0,3	0,1	0,3	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
BIODIESEL	2,1	3,1	2,6	3,8	2,6	3,7	1,9	3,6	2,3	3,4	1,9	3,1	2,4	3,3	2,6	2,9
<b>TOTALE FER-T</b>	<b>2,3</b>	<b>3,4</b>	<b>2,8</b>	<b>4,1</b>	<b>2,8</b>	<b>4,1</b>	<b>2,1</b>	<b>4,0</b>	<b>2,5</b>	<b>3,6</b>	<b>1,9</b>	<b>3,1</b>	<b>2,4</b>	<b>3,4</b>	<b>2,7</b>	<b>3,0</b>
EMISSIONI EVITATE SPECIFICHE [g/MJ]	47,6	70,3	46,9	69,6	47,1	69,7	35,9	69,3	47,1	69,4	42,4	70,0	50,3	69,7	61,4	69,7

La metodologia di calcolo e le fonti dati per le elaborazioni della stima della riduzione delle emissioni nel settore trasporti ricalca quanto già proposto nel settore elettrico e termico con alcune peculiarità di seguito esplicitate.

L'utilizzo di bioetanolo e biodiesel/BIOETBE nel settore trasporti avviene per lo più in miscelazione, rispettivamente, alla benzina e al diesel. Si assume, dunque, che ogni unità energetica di biodiesel e bioetanolo sostituisca rispettivamente una unità di diesel o benzina e le relative emissioni.

Le emissioni di gas serra di benzina e diesel sono calcolate sulla base delle emissioni medie nazionali del parco circolante a diesel o benzina frutto di elaborazioni dei dati pubblicati da ISPRA<sup>48</sup> e calcolati sulla base del programma di stima Copert 4 (versione 11.4, settembre 2016).

<sup>47</sup> I rendimenti termici di conversione degli impianti CHP e delle centrali termiche di teleriscaldamento sono stati desunti dai dati di esercizio degli impianti forniti da Terna e AIRU. Mentre per i rendimenti di conversione degli impianti termici individuali, non disponendo ancora di statistiche esaustive sugli impianti in esercizio, sono state necessarie delle assunzioni sulla base dei valori riscontrati in letteratura e da indagini di mercato.

<sup>48</sup> Disponibili su <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-isptra/serie-storiche-emissioni/dati-transporto-strada/view>

Per quanto riguarda le emissioni dei biocarburanti in fase di esercizio, si assume che siano nulle le emissioni di CO<sub>2</sub>, mentre le emissioni di CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O sono pari a quelle del carburante fossile sostituito.

Le emissioni derivanti dalla costruzione dei veicoli non sono state considerate in quanto i biocarburanti sono utilizzati in diluizione ai carburanti fossili (bilancio nullo).

Le emissioni di gas serra della fase di upstream dei biocarburanti sono state elaborate dal GSE sui “Certificati di Immissione in Consumo” dei biocarburanti, rilasciati dal GSE ai soggetti obbligati che immettono i biocarburanti nel sistema di distribuzione nazionale.