

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

Dicembre 2019

INDICE

INDICE	2
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).	4
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).	9
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).	23
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).	27
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).	36
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).	60
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).	62
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).	65
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).	67
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)	69
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).....	75
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).....	76
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).....	77
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).....	79
11.1. Illustrare in dettaglio la normativa in materia di trasferimenti statistici, progetti comuni e decisioni di regimi di sostegno comuni	83
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).....	84
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.	85
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)	86
Allegato II –Stima della riduzione delle emissioni di gas serra in Italia.....	87

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).

Tabella 1: quote settoriali (elettricità, riscaldamento e raffreddamento, trasporti) e complessive di energia da fonti rinnovabili¹

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
EFR – Risc. e raffr. ² (%)	18,09%	18,91%	19,25%	18,89%	20,08%	19,23%
EFR-E ³ (%)	31,30%	33,42%	33,46%	34,01%	34,10%	33,93%
EFR-T ⁴ (%)	5,41%	5,02%	6,50%	7,41%	6,48%	7,66%
Quota complessiva di EFR⁵ (%)	16,74%	17,08%	17,53%	17,41%	18,27%	17,78%
di cui (%) dal meccanismo di cooperazione ⁶	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
surplus (%) per il meccanismo di cooperazione ⁷	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)⁸

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
(A) Consumo finale lordo di EFR per risc. e raffr.	10.603	9.934	10.687	10.538	11.211	10.673
(B) Consumo finale lordo di elettricità da EFR	8.665	9.001	9.142	9.183	9.401	9.345
(C) Consumo finale lordo di energia da EFR nei trasporti	1.468	1.310	1.456	1.360	1.388	1.587
(D) Consumo totale lordo di EFR⁹	20.737	20.245	21.286	21.081	22.000	21.605
(E) trasferimento di EFR ad altri Stati membri	0	0	0	0	0	0
(F) Trasferimento di EFR da altri Stati membri e paesi terzi	0	0	0	0	0	0
(G) Consumo di EFR adeguato all'obiettivo (D)-(E)+(F)	20.737	20.245	21.286	21.081	22.000	21.605

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

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

² 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.

³ 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.

⁴ Quota di energie rinnovabili nel settore dei trasporti (articolo 3, paragrafo 4, della direttiva 2009/28/CE): consumo finale di energia da fonti rinnovabili per i trasporti diviso per il consumo, nel settore dei trasporti, di 1) benzina, 2) diesel, 3) biocarburanti e 4) elettricità.

⁵ 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.

⁶ In percentuale della quota complessiva di EFR.

⁷ In percentuale della quota complessiva di EFR.

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

⁹ 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'elettricità¹⁰

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)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Energia idroelettrica¹¹:	22.009	22.098	22.220	22.298	22.426	22.499
<i>apporti naturali</i>	14.454	14.506	14.628	14.991	15.109	15.182
<i>pompaggi puri</i>	3.957	3.982	3.982	3.982	3.940	3.940
<i>pompaggi misti</i>	3.598	3.610	3.610	3.325	3.377	3.377
Geotermica:	729	768	768	767	767	767
Solare:	18.185	18.594	18.901	19.283	19.682	20.108
<i>fotovoltaico</i>	18.185	18.594	18.901	19.283	19.682	20.108
<i>energia solare a concentrazione</i>	-	-	-	-	-	-
Da maree, moto ondoso e correnti marine:	-	-	-	-	-	-
Energia eolica:	8.542	8.683	9.137	9.384	9.737	10.230
<i>onshore</i>	8.542	8.683	9.137	9.384	9.737	10.230
<i>offshore</i>	-	-	-	-	-	-
Biomassa:	3.762	3.772	3.804	3.871	3.881	3.926
<i>biomassa solida</i>	606	620	616	685	684	733
<i>biogas</i>	1.317	1.336	1.336	1.352	1.372	1.375
<i>bioliquidi</i>	1.003	990	1.000	993	987	971
<i>rifiuti urbani</i>	836	826	852	841	839	846
TOTALE	53.227	53.915	54.830	55.603	56.493	57.529
di cui in cogenerazione	1.807	1.870	2.018	1.962	1.986	2.042

continua Tabella 1.b nella pagina successiva

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

¹¹ A partire dall'anno di osservazione 2017 Eurostat ha modificato la classificazione degli impianti idroelettrici, e della relativa produzione; pertanto nella presente tabella si riporta la più recente categorizzazione, non confrontabile con i dati dei precedenti Progress Report.

segue Tabella 1.b dalla pagina precedente

PRODUZIONE LORDA DI ELETTRICITÀ (GWh)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Energia idroelettrica normalizzata¹²:	44.984	45.765	45.933	46.191	46.047	46.800
<i>apporti naturali (normalizzata)</i>	42.790	43.508	43.674	44.142	43.980	44.679
<i>con pompaggio (non normalizzata)</i>	1.898	1.711	1.432	1.825	1.826	1.716
<i>mista (normalizzata)</i>	2.195	2.257	2.259	2.049	2.067	2.121
Geotermica:	5.659	5.916	6.185	6.289	6.201	6.105
Solare:	21.589	22.306	22.942	22.104	24.378	22.654
<i>fotovoltaico</i>	21.589	22.306	22.942	22.104	24.378	22.654
<i>energia solare a concentrazione</i>	-	-	-	-	-	-
Da maree, moto ondoso e correnti marine	-	-	-	-	-	-
Energia eolica (normalizzata):	14.120	14.887	15.298	16.519	17.198	17.923
<i>onshore (non normalizzata)</i>	14.897	15.178	14.844	17.689	17.742	17.716
<i>offshore (non normalizzata)</i>	-	-	-	-	-	-
Biomassa¹³:	16.960	18.681	19.366	19.425	19.320	19.129
<i>biomassa solida</i>	3.679	3.823	3.947	4.125	4.232	4.191
<i>biogas</i>	7.448	8.198	8.212	8.259	8.316	8.350
<i>bioliquidi sostenibili</i>	3.628	4.290	4.865	4.627	4.389	4.217
<i>quota rinnovabile dei rifiuti urbani</i>	2.206	2.370	2.343	2.415	2.384	2.371
TOTALE	103.312	107.556	109.725	110.528	113.143	112.611
<i>di cui in cogenerazione</i>	7.471	8.823	9.640	9.694	9.978	10.129

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.

¹² A partire dall'anno di osservazione 2017 Eurostat ha modificato la classificazione degli impianti idroelettrici, e della relativa produzione; pertanto nella presente tabella si riporta la più recente categorizzazione, non confrontabile con i dati dei precedenti Progress Report.

¹³ 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 energia¹⁴) 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)¹⁵

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Energia geotermica (escluso calore geotermico a bassa temperatura nelle applicazioni di pompe di calore)	135	130	133	144	150	149
Solare	168	180	190	200	209	219
Biomassa¹⁶ :	7.781	7.045	7.780	7.586	8.202	7.709
<i>biomassa solida</i>	7.431	6.646	7.380	7.175	7.764	7.264
<i>biogas</i>	246	283	250	252	272	270
<i>bioliquidi sostenibili</i>	21	31	42	42	43	49
<i>quota rinnovabile dei rifiuti urbani</i>	83	85	108	117	124	127
Energia rinnovabile da pompe di calore:	2.519	2.580	2.584	2.609	2.650	2.596
<i>di cui aerotermica</i>	2.447	2.501	2.500	2.523	2.563	2.507
<i>di cui geotermica</i>	65	71	76	77	78	80
<i>di cui idrotermica</i>	7	8	8	9	9	9
TOTALE	10.603	9.934	10.687	10.538	11.211	10.673
<i>di cui teleriscaldamento¹⁷</i>	208	191	230	241	239	249
<i>di cui biomassa in nuclei domestici¹⁸</i>	6.633	5.676	6.393	6.173	6.757	6.252

¹⁴ Uso diretto e teleriscaldamento ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 4, della direttiva 2009/28/CE.

¹⁵ Agevola il confronto con la tabella 11 dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

¹⁶ 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.

¹⁷ Teleriscaldamento e/o teleraffreddamento nel consumo totale per riscaldamento e raffreddamento da fonti rinnovabili.

¹⁸ 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)^{19,20}

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
- Bioetanolo	1,5	0,9	2,4	0,4	0,0	0,8
- Biodiesel (FAME)	1.164,6	997,1	1.011,3	931,2	952,8	1.142,6
- Olio vegetale idrotrattato (HVO)*	11,5	58,0	119,5	75,3	74,5	74,5
- Biometano	-	-	-	-	-	-
- Diesel Fischer-Tropsch	-	-	11,0	-	-	-
- Bio-ETBE	70,9	7,5	19,7	31,9	33,0	31,7
- Bio-MTBE	-	-	-	-	-	-
- Bio-DME	-	-	-	-	-	-
- Bio-TAEE	-	-	-	-	-	-
- Biobutanolo	-	-	-	-	-	-
- Biometanolo	-	-	-	-	-	-
- Olio vegetale puro	1,6	-	-	-	-	-
Totale biocarburanti sostenibili	1.250,2	1.063,5	1.164,0	1.038,9	1.060,3	1.249,6
di cui						
Biocarburanti sostenibili prodotti a partire dalle materie elencate nell'allegato IX, parte A	7,8	13,7	12,6	8,9	6,8	64,9
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	94,2	115,0	286,4	386,9	350,3	519,9
biocarburanti sostenibili per i quali il contributo alla realizzazione dell'obiettivo di energie rinnovabili è limitato a norma dell'articolo 3, paragrafo 4	1.135,6	877,7	712,7	264,1	186,6	176,7
**altri biocarburanti double counting non inclusi nell'allegato IX	12,6	57,1	152,2	378,4	-	-
biocarburanti sostenibili non soggetti alle limitazioni di cui all'articolo 3, paragrafo 4	-	-	-	0,5	516,6	488,1
Importati da paesi terzi	862,5	649,9	722,2	723,3	769,0	840,2
- Idrogeno da fonti rinnovabili	-	-	-	-	-	-
- Elettricità da fonti rinnovabili	218,2	246,7	292,2	320,7	327,5	337,5
di cui						
consumati nel trasporto su strada	1,3	1,6	1,9	2,0	2,4	2,9
consumati nel trasporto su rotaia	101,9	117,2	137,4	156,5	158,7	166,7
consumati in altri settori dei trasporti	114,9	127,9	152,9	162,3	166,4	167,9

(*) 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. Tuttavia, ai fini del monitoraggio del target di cui all'articolo 3, paragrafo 4, della direttiva 2009/28/CE tali biocarburanti sono contabilizzati tra i biocarburanti Single Counting a partire dall'anno 2017.

¹⁹ Per i biocarburanti, si tiene conto solo di quelli che rispettano i criteri di sostenibilità di cui all'articolo 5, paragrafo 1, ultimo comma, della direttiva 2009/28/CE. 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.

²⁰ 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
MISURE RELATIVE AL SETTORE DEL RISCALDAMENTO, RAFFRESCAMENTO ED EFFICIENZA ENERGETICA					
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; DM 10/05/2018)	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"> • 7,14 Mtep di energia primaria al 2017; • 8,32 Mtep di energia primaria al 2018; • 9,71 Mtep di energia primaria al 2019; • 11,19 Mtep di energia primaria al 2020. 	<p>Soggetti obbligati:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Distributori di energia elettrica con più di 50.000 clienti finali; • Distributori di gas naturale con più di 50.000 clienti finali. <p>Soggetti volontari:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Società controllate dai soggetti obbligati o controllanti questi ultimi. • Imprese di distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale non soggette all'obbligo. • Soggetti pubblici e privati in possesso di certificazione UNI CEI 11352 	<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, dal Decreto Ministeriale 11/01/2017, e dal Decreto Ministeriale 10/05/2018</p> <p>Di seguito le principali novità introdotte dal DM 10/05/2018 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • i progetti che prevedano l'impiego di fonti rinnovabili per usi non elettrici sono ammessi esclusivamente in relazione alla loro capacità di incremento dell'efficienza energetica e di generare risparmi di energia non rinnovabile; • il concetto di consumo di baseline, con cui sono determinati i risparmi addizionali di un intervento, è stato ridefinito come pari al valore del consumo antecedente alla realizzazione del progetto di efficienza energetica. Secondo la definizione fornita dal DM 11/01/2017 il consumo di baseline era, invece, dato dal minor valore tra il consumo antecedente alla realizzazione del progetto di efficienza energetica e il consumo di riferimento. Nel DM è specificato che, 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. • il contributo tariffario riconosciuto ai soggetti obbligati, a parziale copertura dei costi sostenuti per la realizzazione di interventi (o per l'acquisto dei Certificati Bianchi), non può superare il valore di 250 €/TEE. Tale disposizione si applica alle sessioni d'obbligo successive al 1° giugno 2018; alla fine di novembre 2019 il Tribunale Amministrativo Regionale di Milano ha ritenuto illegittimo il tetto di 250 € imposto al contributo tariffario sui Tee da riconoscere ai distributori • Il Gestore dei servizi energetici (GSE) potrà emettere, a favore e su specifica richiesta dei soggetti obbligati, Certificati Bianchi non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica, ad un valore unitario pari alla differenza tra 260 euro e il valore del contributo tariffario definitivo relativo all'anno d'obbligo. In ogni caso detto 	2005 – n.d.

			<ul style="list-style-type: none"> • Soggetti pubblici e privati che hanno nominato un esperto in gestione dell'energia certificato UNI CEI 11339 • Soggetti pubblici e privati in possesso di un sistema di gestione dell'energia certificato ISO 50001 	<p>importo non può eccedere i 15 euro. Tali Certificati non potranno essere ceduti dal soggetto obbligato che li riceve, saranno contraddistinti da una specifica tipologia, non avranno diritto al contributo tariffario e potranno essere acquisiti solo se il soggetto obbligato detiene già titoli per il 30% dell'obbligo;</p> <ul style="list-style-type: none"> • i soggetti obbligati che acquisiscono Certificati Bianchi dal GSE non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica, possono, a determinate condizioni, riscattare tutta o parte della somma corrisposta per l'acquisizione, a fronte della consegna di Certificati generati tramite la realizzazione di progetti di efficienza energetica o acquisiti sul mercato • sono stati introdotti trenta nuovi tipi di intervento ammissibili al meccanismo, differenziando gli anni di vita utile concessi agli interventi di nuova installazione e a quelli di sostituzione; a cui sono riconosciuti un numero di anni inferiore rispetto ai primi. Sono state introdotte 8 nuove schede inerenti i Progetti Standardizzati (PS) esse incentivano interventi che vanno dall'installazione di lampade a LED, alla riqualificazione energetica del sistema propulsivo delle navi mercantili e/o passeggeri, all'acquisto di veicoli ibridi e di veicoli elettrici alimentati da energia rinnovabile; • il soggetto obbligato, se consegue una quota dell'obbligo di propria competenza inferiore al 100%, ma comunque pari ad almeno il 60%, può compensare la quota residua nei due anni successivi senza incorrere nelle sanzioni, non più in un anno come precedentemente previsto. 	
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 2019 (legge n. 145 del 30 dicembre 2018) ha prorogato al 31 dicembre 2019 la possibilità di usufruire della maggiore detrazione Irpef (50%), confermando il limite massimo di spesa di 96.000 euro per unità immobiliare. La legge di bilancio 2020 proroga la detrazione del 50% anche al 2020.</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	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</p>	2007–n.d.

		produzione di energia termica da FER		<p>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 2019 (legge n.145 del 30 dicembre 2018) ha prorogato al 31 dicembre 2019, 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"> • 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 €); • 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); • 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 €); • 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 €); • sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con pompe di calore ad alta efficienza e con impianti geotermici a bassa entalpia (detrazione massima 30.000 €); • sostituzione di scaldacqua tradizionali con scaldacqua a pompa di calore dedicati alla produzione di acqua calda sanitaria (detrazione massima 30.000 €). • acquisto e posa in opera delle schermature solari di cui all'allegato M al D.Lgs. 311/2006 (detrazione massima di 60.000 €); • acquisto e posa in opera di impianti di climatizzazione invernale dotati di generatori di calore alimentati da biomasse combustibili (detrazione massima di 30.000 €); • 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. <p>La legge di bilancio 2020 conferma l'ecobonus anche per il 2020.</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"> 1) interventi di incremento dell'efficienza energetica in edifici esistenti; 2) interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di sistemi ad alta efficienza. <p>I soggetti ammessi al meccanismo sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> - le amministrazioni pubbliche (PA), relativamente alla realizzazione di uno o più degli interventi di cui alle Categoria 1 e Categoria 2; - 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. <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"> - 200 milioni di euro per interventi realizzati/da realizzare da parte della PA; - 700 milioni di euro per interventi realizzati/da realizzare da parte di Soggetti privati. 	
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"> - 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. <p>Secondo quanto stabilito dall'Allegato 3 del D.Lgs. 28/2011 le soglie sopra indicate sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> - incrementate del 10% per gli edifici pubblici - ridotte del 50% nei centri storici (zone A). <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.
MISURE RELATIVE AL SETTORE DELL'ELETTRICITA'					
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 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>Utilizzo nei trasporti del biometano e dei biocarburanti avanzati (DM 2 marzo 2018)</p>	<p>Normativa – Finanziaria</p>	<p>Diffusione dei biocarburanti sostenibili (target comunitario al 2020: 10% dei consumi dei trasporti coperti mediante fonti</p>	<p>Produttori di biometano, di biometano avanzato e di altri biocarburanti avanzati diversi dal biometano.</p>	<p>Il Decreto prevede l'incentivazione della produzione di biometano – avanzato e non avanzato – e di biocarburanti avanzati diversi dal biometano, destinata esclusivamente al settore dei trasporti, Per gli impianti di produzione di biometano avanzato e di altri biocarburanti avanzati diversi dal biometano, il D.M. 2 marzo 2018 introduce la possibilità di accedere al ritiro a titolo oneroso dei CIC da parte del GSE, che è il soggetto titolato alla gestione del meccanismo di supporto, a un prezzo prefissato stabilito dallo stesso Decreto (375 €/CIC), con oneri di ritiro posti in capo ai soggetti sottoposti all'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti, di cui al Decreto del MiSE 10 ottobre 2014 e ss.mm.ii.. Il Decreto, inoltre, prevede la possibilità, riservata esclusivamente ai produttori</p>	<p>2018 - 2022</p>
--	--------------------------------	---	--	---	--------------------

		rinnovabili)		di biometano avanzato che ne facciano richiesta, del ritiro fisico dello stesso biometano da parte del GSE. Per i produttori di biometano non avanzato che immettono in consumo nei trasporti la loro produzione è previsto, invece, esclusivamente il rilascio di CIC. Vengono introdotti meccanismi premianti per la realizzazione di impianti di liquefazione del biometano, finalizzati a favorire la diffusione di tale vettore energetico anche in forma liquida. Sono, 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 del biometano vengono, infine, introdotte le Garanzie di Origine per il biometano prodotto a partire da sottoprodotti e 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"	
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); D.lgs 51 del 21 marzo 2017; D.M. 13 dicembre 2017	Normativa – Finanziaria	Diffusione dei biocarburanti sostenibili (target comunitario al 2020: 10% dei consumi dei trasporti coperti mediante fonti rinnovabili)	Soggetti che immettono in consumo carburanti fossili	<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, dal D.M. 13 dicembre 2017 e dal DM 2 marzo 2018, costituisce l'incentivo all'impiego di biocarburanti nei trasporti.</p> <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%. 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. 2 marzo 2018 ha aggiornato le percentuali minime di obbligo di immissione in consumo con riferimento ai biocarburanti e ai biocarburanti avanzati per gli anni 2018, 2019,2020, 2021 e 2022. Il DM 2 marzo 2018, inoltre, stabilisce che l'obbligo avanzato deve essere assolto per il 75% attraverso l'immissione in consumo di biometano avanzato e per il restante 25% attraverso altri biocarburanti avanzati. 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 scarica 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 double counting 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>	2007 – n.d.

<p>D.Lgs. 51/2017 di attuazione della direttiva 2015/652 e della direttiva 2015/1513</p>	<p>Normativo</p>	<p>Garantire una riduzione delle emissioni 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</p>	<p>Operatori delle filiere dei bioliquidi/ biocarburanti e della filiera dei carburanti fossili e dell'elettricità consumata da veicoli stradali</p>	<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 del ciclo di vita dei prodotti immessi in consumo siano inferiori almeno del 6% rispetto ad un valore di riferimento.</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>2017 - 2020</p>
<p>D.Lgs. 257/2016 di attuazione della direttiva 94/2014 sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi</p>	<p>Normativo</p>	<p>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.</p>	<p>Enti pubblici</p>	<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</p>	<p>2017 - 2020</p>

				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.	
MISURE RELATIVE ALLE RETI ELETTRICHE					
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 trasmissione nazionale (D.Lgs. 28/2011, art.17)	Normativa	Pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale	Gestore del sistema di trasmissione nazionale (TERNA s.p.a)	<p><i>Misura implementata, prevista dal PAN.</i></p> <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>	Marzo 2011 – n.d.
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>	Marzo 2011 – n.d.

				<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>	
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 (D.Lgs. 28/2011, art.19)	Normativa	Assicurare l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico nella misura necessaria per il raggiungimento degli obiettivi al 2020	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 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.</p> <p>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.</p>	Marzo 2011 – n.d.
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	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i></p> <p>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.</p> <p>Il D.Lgs. 93/2011 prevede che tali sistemi possano essere realizzati anche dai gestori del sistema di distribuzione.</p>	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	<p><i>Misura implementata, integrativa del PAN.</i></p> <p>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.</p>	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	<p><i>Misura programmata, integrativa del PAN.</i></p> <p>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.</p> <p>L'Autorità ha attivato dei progetti pilota che consentiranno di acquisire elementi utili per la</p>	Luglio 2014 – n.d.

				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.	
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	<p><i>Misura programmata, integrativa del PAN.</i></p> <p>Con la delibera 46/2015/R/gas del 12 febbraio 2015, l'ARERA 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:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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; - 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>Con la delibera 210/2015/R/gas, l'ARERA ha emanato le direttive in tema di processi di mercato per l'immissione in rete di biometano.</p> <p>Con la delibere 299/2016/R/gas e 806/2016/R/gas, l'Autorità ha approvato gli aggiornamenti al Codice di Rete di SRG volti a recepire, rispettivamente, le direttive di cui alle delibere 46/2016/R/gas e 210/2015/R/gas.</p> <p>Con la delibera 27/2019/R/gas, nell'ambito di un procedimento avviato ad hoc con delibera 239/2017/R/gas, l'Autorità ha aggiornato le Direttive per la connessione di cui alla delibera 46/2015/R/gas a seguito degli sviluppi della normativa tecnica di settore, ivi inclusi l'approvazione della norma tecnica CEN 16723-1 che ha determinato la fine dello <i>standstill</i> per quanto riguarda le specifiche di qualità per il biometano da immettere nelle reti del gas naturale. Il provvedimento, lascia invariate le disposizioni preesistenti e aggiunge una Sezione III volta al recepimento al DM 2 marzo 2018 di incentivazione del biometano.</p> <p>Con la delibera 102/2019/R/gas l'ARERA ha approvato un aggiornamento del Codice di Rete di SRG volto all'estensione del periodo di validità del preventivo di connessione e a recare disposizioni in merito al trasporto del biometano a mezzo carro bombolaio</p>	2011 – n.d.
Incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale (D.Lgs. 28/2011, art.21, D.M. 5 dicembre 2013, DM 2 marzo 2018)	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"> - 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; - 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 	2013 – n.d.

				<p>convertiti, parzialmente o totalmente, alla produzione di biometano.</p> <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"> - il rilascio di Certificati di Immissione in Consumo (CIC) per il biometano immesso nella rete del gas naturale con destinazione specifica per i trasporti; - un incentivo monetario per il biometano immesso nella rete di trasporto o di distribuzione del gas naturale, senza specifica destinazione d'uso; - 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. <p>La produzione di biometano è incentivata tipicamente per 20 anni..</p> <p>Il D.M. 2 marzo 2018 prevede l'incentivazione della produzione di biometano – avanzato e non avanzato – e di biocarburanti avanzati diversi dal biometano, destinata esclusivamente al settore dei trasporti, Per gli impianti di produzione di biometano avanzato e di altri biocarburanti avanzati diversi dal biometano, il D.M. 2 marzo 2018 introduce la possibilità di accedere al ritiro a titolo oneroso dei CIC da parte del GSE, che è il soggetto titolato alla gestione del meccanismo di supporto, a un prezzo prefissato stabilito dallo stesso Decreto (375 €/CIC), con oneri di ritiro posti in capo ai soggetti sottoposti all'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti, di cui al Decreto del MiSE 10 ottobre 2014 e ss.mm.ii.. Il Decreto, inoltre, prevede la possibilità, riservata esclusivamente ai produttori di biometano avanzato che ne facciano richiesta, del ritiro fisico dello stesso biometano da parte del GSE. Per i produttori di biometano non avanzato che immettono in consumo nei trasporti la loro produzione è previsto, invece, esclusivamente il rilascio di CIC.</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).</p> <p>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>Il DM 11/01/2017 ricomprende i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 teleraffrescamento; - efficientamento di reti di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento esistenti; - posa reti di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento; - installazione di caldaie a servizio di reti di teleriscaldamento e/o teleraffrescamento 	2011 - nd
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</p>	2007 - n.d

				di aliquota agevolata per usi elettrici), subordinatamente al verificarsi di alcune condizioni (cogenerazione ad alto rendimento e rapporto elettricità/calore > 10%). In difetto di tale requisito, tali consumi sono assoggettati all'aliquota di accisa per usi civili.	
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 Dl 30 settembre 2000, n. 268, 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 nazionale efficienza energetica (D.Lgs. 102/2014, art. 15; DM 22 dicembre 2017; DM 5 aprile 2019)	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"> - interventi di miglioramento dell'efficienza energetica degli edifici di proprietà della Pubblica Amministrazione; - realizzazione di reti per il teleriscaldamento e per il teleraffrescamento; - efficienza energetica dei servizi e infrastrutture pubbliche, compresa l'illuminazione pubblica; - efficientamento energetico di interi edifici destinati ad uso residenziale, compresa l'edilizia popolare; - efficienza energetica e riduzione dei consumi di energia nei settori dell'industria e dei servizi. <p>Il Fondo Nazionale Efficienza energetica ha assorbite le risorse del Fondo di garanzia per il teleriscaldamento (D.Lgs. 28/2011, art. 22) citato nelle precedenti edizioni della presente relazione</p>	2014 - n.d.
Promozione e sviluppo di teleriscaldamento e teleraffrescamento e concorrenza (D.Lgs. 102/2014, artt. 9 e 10 e D.Lgs. 141/2016)	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'ARERA il compito di disciplinare, tra l'altro:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la misura dell'energia termica fornita agli edifici attraverso reti di teleriscaldamento - la fatturazione, le informazioni sulla fatturazione e sull'accesso ai dati di consumo - gli standard del servizio e i relativi sistemi di contabilizzazione - i criteri per la determinazione e la pubblicizzazione delle tariffe di allacciamento delle utenze e le modalità per l'esercizio del diritto di scollegamento. <p>Il D.Lgs. 141/2016 ha, tra l'altro, affidato all'ARERA 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</p>	2014 - n.d.

				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.	
MISURE TRASVERSALI					
Disposizioni in materia di bioliquidi/ biocarburanti sostenibili (D.Lgs. 55/2011, D.Lgs. 28/2011, D.M. 23 gennaio 2012)	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"> - istituisce il sistema nazionale di certificazione per biocarburanti e bioliquidi; - detta le condizioni per l'adesione a tale sistema; - definisce gli aspetti relativi alla comunicazione delle informazioni relative alle emissioni di gas ad effetto serra prodotte dai combustibili per unità di energia; - 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. <p>Lo schema nazionale di certificazione introdotto dal DM 23 gennaio 2012 sarà abrogato a decorrere da un anno dall'entrata in vigore del DM 14 novembre 2019 che introduce il nuovo Sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi.</p>	2012 – 2020.
Semplificazione iter autorizzativi (D.Lgs. 28/2011, art. 5, 6, 7)	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"> - autorizzazione unica (AU); - procedura abilitativa semplificata (PAS); - comunicazione al Comune per Attività di Edilizia Libera. <p>Le Regioni possono, per talune tipologie e soglie di impianti, semplificare ulteriormente le procedure autorizzative (sono già diverse le Regioni che hanno provveduto a legiferare in tal senso).</p>	Marzo 2011-n.d.
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</p>	Agosto 2013 – n.d.

				specifici attivati dalle Regioni provvedono ad attivare.	
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"> - gli obiettivi quantitativi del fabbisogno energetico delle isole da coprire attraverso la produzione da fonti rinnovabili - gli obiettivi temporali per il processo di graduale sviluppo della produzione da fonti rinnovabili - le modalità di sostegno degli investimenti necessari al perseguimento dei suddetti obiettivi <p>La deliberazione n. 558/2018/R/EFR definisce le tariffe del sistema di remunerazione dell'energia elettrica e termica prodotta da fonti rinnovabili nelle isole non interconnesse e le relative modalità di accesso, in attuazione delle disposizioni del D.M. 14/02/2017.</p>	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 durante il biennio 2017/2018

Al fine di semplificare le procedure per la realizzazione di impianti di microgenerazione, il DM MiSE del 16 marzo 2017 ha approvato i modelli unici per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti di microgenerazione ad alto rendimento, come definiti dal D.Lgs. n.20 del 2007, e di impianti di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili, razionalizzando altresì lo scambio di informazioni fra Comuni, gestori di rete e GSE. Ulteriori dettagli sono indicati nel paragrafo "Connessioni alle reti elettriche".

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. A fine dicembre 2018 le Regioni che sono intervenute per modificare le soglie autorizzative nazionali sono 14.

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 (<https://www.gse.it/normativa/autorizzazioni>), 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
MISURE VOLTE AD ACCELERARE E SEMPLIFICARE LE PROCEDURE AMMINISTRATIVE					
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.
MISURE VOLTE A RENDERE TRASPARENTI E PROPORZIONATE LE PROCEDURE AMMINISTRATIVE					
Portale informativo contenete 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.
MISURE VOLTE A SEMPLIFICARE LE PROCEDURE AMMINISTRATIVE PER IMPIANTI PICCOLI E DECENTRATI					
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 individuazione di definizione dei regimi amministrativi applicabili a determinate attività e procedimenti, ai sensi dell'articolo 5 della legge 7 agosto 2015, n. 124	Normativa	Individuazione delle 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 e introduce le conseguenti disposizioni normative di coordinamento	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 autorizzativa semplificata (D.P.R. n. 31 del 13 febbraio 2017)	Normativa	Interventi ed opere non soggetti ad autorizzazione paesaggistica o soggetti a PAS per il rinnovo di autorizzazioni paesaggistiche	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 (Decreto 16 marzo 2017)	Normativa	Semplificazione delle procedure per realizzare impianti di microgenerazione ad alto rendimento e di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili	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).

Dispacciamento e servizi rete

Il sistema elettrico nazionale è in continua evoluzione per effetto della diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e delle generazione distribuita, ed è stato avviato, già dal 2015, un processo di **riforma del mercato per il servizio di dispacciamento** in grado di favorire una maggiore integrazione tra i mercati europei e di garantire la neutralità tecnologica fra i potenziali fornitori di servizi di dispacciamento (produttori, consumatori e accumuli), continuando il percorso in materia di responsabilizzazione e partecipazione al mercato da parte della produzione da fonti rinnovabili e di equa ripartizione dei costi.

Il regolatore ha tenuto conto anche degli indirizzi contenuti nel Regolamento 2015/1222 che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (Regolamento CACM) e del Regolamento 2017/2195 (Regolamento Balancing). Si segnala che è attualmente in corso il procedimento per la formazione di provvedimenti per la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento che confluirà nel nuovo Testo Integrato del dispacciamento Elettrico (TIDE) con l'obiettivo di:

- individuare le principali linee di intervento per l'evoluzione del servizio di dispacciamento nel nuovo contesto di mercato, anche in vista del raggiungimento degli obiettivi europei al 2030;
- completare dell'integrazione dei mercati italiani con quelli degli altri paesi europei, con particolare riferimento al coupling dei mercati infragiornalieri caratterizzati dalla negoziazione continua e dallo spostamento della gate closure all'ora che precede quella a cui si riferisce l'oggetto della negoziazione, nonché all'armonizzazione dei servizi necessari a garantire la sicurezza del sistema (servizi ancillari).

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.

Nelle more del completamento della nuova riforma del dispacciamento, l'Autorità, con la delibera 300/2017/R/eel, ha, ha stabilito una prima apertura, per il tramite di progetti pilota, del mercato dei servizi di dispacciamento (di seguito: MSD) alla partecipazione di unità di produzione (UP) e unità di consumo (UC) precedentemente non abilitate nonché di sistemi di accumulo, finalizzata alla fornitura di nuove risorse per il dispacciamento. Queste ultime risorse potranno essere fornite anche da soggetti aggregatori di unità di produzione e/o di consumo, mediante la creazione di Unità Virtuali Abilitate (UVA), che rappresentano la controparte di Terna per la fornitura dei servizi.

I progetti pilota, la cui partecipazione è volontaria, sono stati avviati nel corso del 2017 e consentono di acquisire elementi utili per la riforma a regime del dispacciamento e di avere a disposizione nuove risorse di dispacciamento. 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.

Allo scopo sono, per la prima volta nella regolazione italiana, identificati i due distinti soggetti:

- il Balance Service Provider (BSP), controparte di Terna ai fini della fornitura delle risorse di dispacciamento (e, dunque, responsabile del mancato rispetto degli ordini su MSD);
- il Balance Responsible Party (BRP), utente del dispacciamento delle stesse unità incluse all'interno delle UVA.

I progetti pilota avviati nel 2017 e nel 2018 sono relativi a:

- **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; le UVAC sono abilitate alla fornitura di riserva terziaria di potenza a salire e di risorse di bilanciamento;

- **Unità virtuale abilitata le sole unità di produzione non rilevanti (UVAP** - Unità virtuali abilitate di produzione), inserite in contratti di dispacciamento anche diversi. Le UVAP sono state abilitate alla fornitura di risorse per la risoluzione delle congestioni a programma, la riserva terziaria di potenza e il bilanciamento (a salire o a scendere);
- un terzo progetto pilota in cui sono confluiti i primi due progetti e tuttora in corso²¹, che ha incluso nell'unità virtuale abilitata le unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), le unità di produzione rilevanti non obbligatoriamente abilitate che condividono il punto di connessione con unità di consumo, nonché le unità di consumo (**UVAM - Unità virtuali abilitate miste**). Possono rientrare nelle UVAM anche i sistemi di accumulo e i veicoli elettrici quando prestano servizi alla rete (cd. vehicle to grid). Le UVAM sono abilitate alla fornitura di risorse (a salire e/o a scendere) per la risoluzione delle congestioni a programma, la riserva terziaria (sia rotante sia di sostituzione) e il bilanciamento;
- **Unità di produzione rilevanti ad oggi non abilitate e non già incluse nelle UVA (UPR)**²². La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è il Balance Service Provider (BSP) che coincide con l'utente del dispacciamento. Le UPR, per essere ammesse al progetto pilota, devono disporre di una capacità di modulazione (a salire o a scendere) di almeno 5 MW e possono essere abilitate a fornire risorse per la risoluzione di congestioni a programma, per la riserva terziaria rotante e di sostituzione e per il bilanciamento. Ai fini dell'erogazione dei richiamati servizi, ad eccezione della riserva terziaria di sostituzione;
- la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di **sistemi di accumulo integrati a unità di produzione rilevanti (UPI)**²³. Il quantitativo massimo di riserva primaria approvvigionabile nel Continente nell'ambito del progetto pilota è stato posto, almeno per la prima fase della sperimentazione, pari a 30 MW.

Attualmente risultano abilitati:

- 128 UVAM (quasi tutte contrattualizzate a termine) per una potenza qualificata complessiva di 830,7 MW per il servizio "a salire" e di 200,9 MW per il servizio "a scendere" gestite da 24 BSP. Tali UVAM risultano essere localizzate prevalentemente in zona Nord (94 UVAM), mentre le rimanenti si trovano in zona Centro-Nord (17 UVAM), Centro-Sud (11 UVAM), Sud (5 UVAM) e Sardegna (1 UVAM). Tutte le UVAM sono abilitate per servizi a salire (per potenze variabili tra la soglia minima di 1 MW e un massimo di 62 MW); solo 28 di esse sono abilitate anche per servizi a scendere (per potenze variabili tra la soglia minima di 1 MW e un massimo di 28 MW);
- sistemi di accumulo per un totale di 27,7 MW;
- 1 UPR alimentata dalla fonte idrica (impianto idroelettrico a bacino), per la quale non è finora stata accettata nessuna offerta da Terna.

Nel corso del 2018, Terna ha segnalato all'Autorità le criticità legate alla tensione nell'area di Brindisi, ritenendo necessario disporre di risorse in grado di regolare la tensione in tale area e, con la delibera 18 dicembre 2018, 675/2018/R/eel, l'Autorità ha approvato lo schema di regolamento per l'approvvigionamento della disponibilità di **risorse per la regolazione di tensione nell'area di Brindisi**, nonché il relativo schema di contratto. Il regolamento prevede che le risorse vengano selezionate previa procedura concorsuale, dando priorità alle risorse rese disponibili entro l'1 marzo 2020 e, a seguire, entro l'1 luglio 2020 e l'1 ottobre 2020. Le risorse selezionate vengono contrattualizzate per 10 anni.

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 2015²⁴.

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.

²¹ Il regolamento del progetto pilota è stato approvato con la delibera 422/2018/R/eel, ha trovato applicazione dall'1 novembre 2018.

²² Tale progetto pilota è stato approvato con delibera 383/2018/R/eel ed è stato avviato a partire dall'1 settembre 2018.

²³ Progetto approvato con delibera 402/2018/R/eel.

²⁴ 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.

Per quanto riguarda la valorizzazione degli oneri di sbilanciamento²⁵, 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;
- 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 interzonali 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 abilitate²⁶.

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 2010²⁷, 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.

²⁵ 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.

²⁶ 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).

²⁷ Delibera Autorità ARG/elt 4/10.

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 legislatore²⁸, 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 elettrica²⁹. Tali obblighi, contenuti nell'Allegato A70 del Codice di Rete, sono anche stati estesi agli impianti già entrati in esercizio al 2012 ai quali era stato concesso un termine per l'adeguamento; nel corso del 2017 e 2018 sono proseguite le attività di verifica dell'ARERA relative all'adeguamento degli impianti di produzione alle suddette prescrizioni.

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.

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.

Nell'ambito del **Piano di Difesa per la Sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale 2012-2015**, elaborato da Terna, e approvato dal MISE, è stato previsto un programma di installazione di 40 MW di sistemi di accumulo al fine di utilizzare le potenzialità introdotte dai rapidi tempi di risposta dei sistemi di accumulo per incrementare i margini di sicurezza di gestione delle reti AT delle Isole Sicilia e Sardegna.

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 Sardegna³⁰ 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". In questo caso sono utilizzate tecnologie di accumulo elettrochimico cosiddette "energy intensive". 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.³¹

Si è completato il biennio di sperimentazione (2016-2017) dei sistemi di accumulo energy-intensive realizzati da Terna, con la pubblicazione a fine 2018 del rapporto finale di Terna, ai sensi delle delibere 2 luglio 2012, 288/2012/R/eel, e 21 febbraio 2013, 66/2013/R/eel. Il beneficio reso dai tre sistemi di accumulo di Ginestra, Flumeri e Scampitella (capacità

²⁸ 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.

²⁹ Delibera Autorità 84/2012/R/eel e s.m.i.

³⁰ 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".

³¹ Per maggiori dettagli si rimanda al seguente link di Terna <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/progettipilotadiaccumulo.aspx>

complessiva 34,8 MW, costo totale di circa 160 milioni di euro) per la riduzione dei volumi di mancata produzione eolica nel biennio 2016- 2017 è così sintetizzabile:

- saving di mancata produzione eolica, 34,37 GWh;
- beneficio legato al saving di costi di combustibile e di emissioni CO₂ (valorizzato per semplicità a 60 euro/MWh), circa 1 milione di euro l'anno.

Anche nel secondo anno di sperimentazione si sono confermati interessanti in termini di rapporto costi/benefici i risultati degli interventi di dynamic thermal rating (DTR) che erano richiesti dalle delibere dell'Autorità sulle stesse porzioni di rete interessate dai progetti pilota di accumulo.

I costi di investimento sono stati pari a 840 mila euro e il beneficio reso per la riduzione dei volumi di mancata produzione eolica nel biennio 2016- 2017 è così sintetizzabile:

- saving di mancata produzione eolica, 114,05 GWh;
- beneficio legato al saving di costi di combustibile e di emissioni CO₂ (valorizzato per semplicità a 43 euro/ MWh), circa 3,5 milioni di euro l'anno.

I sistemi di accumulo possono essere installati anche presso impianti di produzione nella disponibilità di produttori diversi dal gestore della rete nazionale. 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.

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 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.

Il decreto ministeriale 14 febbraio 2017, che reca disposizioni per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili, promuove la realizzazione di due progetti pilota, che possono includere anche impianti a fonti rinnovabili offshore e solare termico e, nel rispetto delle condizioni di sicurezza e continuità del servizio, dovrebbero consentire, entro il 31 dicembre 2020, la riduzione della produzione di energia elettrica annua convenzionale. In particolare, i progetti dovranno essere selezionati tenendo conto anche del grado di innovazione, con particolare riferimento ai sistemi di integrazione delle fonti rinnovabili tramite l'impiego efficiente di sistemi di accumulo e lo sviluppo del trasporto elettrico, all'integrazione del sistema elettrico con il sistema idrico isolano e con la domanda modulabile presente sull'isola e all'ammodernamento della rete secondo i concetti degli *smart distribution system*.

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 pilota³² ammessi al trattamento incentivante relativi all'introduzione di tecnologie innovative sulla rete di distribuzione e 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 finali³³ 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

³² Inizialmente erano stati selezionati 8 progetti pilota, ma una impresa distributrice ha rinunciato alla realizzazione del progetto.

³³ Per maggiori dettagli si rimanda al link del sito dell'Autorità <http://www.autorita.energia.it/it/operatori/smartgrid.htm>

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 richiamate nel Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA³⁴) che riporta le procedure per la connessione alla rete, gli obblighi, le tempistiche e i costi di connessione. Il decreto-legge n. 91/14, come attuato dal decreto ministeriale 19 maggio 2015 e dal decreto ministeriale 16 marzo 2017, ha introdotto il modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio rispettivamente di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici, di piccoli impianti di microgenerazione ad alto rendimento e di impianti di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili, prevedendo semplificazioni anche nella disciplina delle connessioni.

Nel dettaglio, con il decreto 19 maggio 2015, per gli impianti fotovoltaici con specifiche caratteristiche³⁵ 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 rinnovabili³⁶.

Il processo prevede che il soggetto richiedente trasmetta 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.

³⁴ Deliberazione ARG/elt 99/08 e s.m.i..

³⁵ 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.

³⁶ 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.

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:

- $CP_A = 35 \text{ €/kW}$, $CM_A = 90 \text{ €/(kW·km)}$, $CP_B = 4 \text{ €/kW}$, $CM_B = 7,5 \text{ €/(kW·km)}$;
- 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 produzione³⁷, 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

³⁷ 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

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.

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.

L'ARERA con **delibera 98/11** e s.m.i. ha definito i criteri e le condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, assegnando a Terna il compito di elaborare lo schema di disciplina del sistema di remunerazione della capacità, prevedendo altresì dei momenti formali di consultazione pubblica.

Il Ministero dello Sviluppo economico con **decreto 30 giugno 2014** ha approvato inizialmente 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.

Il Decreto è stato notificato alla Commissione europea che, con la decisione C(2018) 617 del 7 febbraio 2018, ha ritenuto compatibile con il mercato interno la disciplina del mercato della capacità notificata dal Ministero dello sviluppo economico in data 24 agosto 2017.

Lo schema di Decreto, precedentemente notificato alla Commissione Europea, è stato aggiornato per tener conto della Proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) che prevede l'avvio nel 2019 del mercato della capacità e per introdurre specifici requisiti ambientali per le emissioni quale ulteriore criterio di ammissione al mercato della capacità. Ciò al fine di integrare, sin dall'avvio del mercato della capacità, l'obiettivo di adeguatezza con l'obiettivo di protezione ambientale e di promuovere scelte di investimento coerenti con il processo di decarbonizzazione, anticipando alcuni dei contenuti del Regolamento UE sul mercato interno dell'elettricità che entrerà in vigore il 4 luglio 2019.

In data **28 giugno 2019**, a seguito della decisione C(2019) 4509 del 14 giugno 2019 della Commissione europea che ha ritenuto compatibile con il mercato interno la proposta di modifica della disciplina della capacità, il Ministro dello Sviluppo Economico ha approvato il **decreto recante approvazione della nuova disciplina** del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica.

Il mercato della capacità assicura 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. Si evidenzia che gli incentivi in conto energia erogati dal GSE, ivi inclusi lo scambio sul posto e il ritiro dedicato, diversi da Certificati Bianchi e dal Conto Termico, non sono cumulabili con la remunerazione del mercato della capacità. In particolare, la rinuncia agli stessi è relativa a tutto il periodo di consegna oggetto delle procedure concorsuali (1 anno) e la stessa rinuncia determina la sospensione dell'erogazione degli

incentivi erogati senza il diritto di recupero da parte del beneficiario degli stessi. 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/MI, 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 sui mercati dell'energia elettrica;
- 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*).

Le prime due aste si sono svolte nel 2019 e sono riferite agli anni di consegna 2022 e 2023. Nel dettaglio, sulla base degli esiti forniti da Terna relativi alla prima asta, risultano aggiudicati circa 36,5 GW di capacità sul territorio nazionale, di cui circa 1 GW è generato da fonti rinnovabili non programmabili (eolico, fotovoltaico e idroelettrico) e circa 4,4 GW su territorio estero. Il costo totale annuo dell'asta è di 1.299 Mln€ (di cui 19,2 Mln€ per estero), con un premio di valorizzazione pari a 4,4 k€/MW/anno per la capacità estera e, in tutte le Aree nazionali, a 75 k€/MW/anno per la capacità nuova e 33 k€/MW/anno per la capacità esistente.

Per la seconda asta, con consegna 2023, risultano aggiudicati circa 39 GW di capacità sul territorio nazionale, di cui circa 1,3 GW è stato aggiudicato da impianti a fonte rinnovabili non programmabili, e circa 4,4 GW sul territorio estero.

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, il D.M. 11/01/2017 e il DM 10/05/2018

In particolare il DM 10/05/2018 introduce importanti modifiche al DM 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" la cui descrizione è stata fornita nella precedente versione della presente relazione.

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 10/05/2018 sono le seguenti:

- i progetti che prevedano l'impiego di fonti rinnovabili per usi non elettrici sono ammessi esclusivamente in relazione alla loro capacità di incremento dell'efficienza energetica e di generare risparmi di energia non rinnovabile;
- il concetto di consumo di baseline, con cui sono determinati i risparmi addizionali di un intervento, è stato ridefinito come pari al valore del consumo antecedente alla realizzazione del progetto di efficienza energetica. Secondo la definizione fornita dal DM 11/01/2017 il consumo di baseline era, invece, dato dal minor valore tra il consumo antecedente alla realizzazione del progetto di efficienza energetica e il consumo di riferimento. Nel DM è specificato che, 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.
- il contributo tariffario riconosciuto ai soggetti obbligati, a parziale copertura dei costi sostenuti per la realizzazione di interventi (o per l'acquisto dei Certificati Bianchi), **non può superare il valore di 250 €/TEE**. Tale disposizione si applica alle sessioni d'obbligo successive al 1° giugno 2018; alla fine di novembre 2019 il Tribunale Amministrativo Regionale di Milano ha ritenuto illegittimo il tetto di 250 € imposto al contributo tariffario sui Tee da riconoscere ai distributori
- Il Gestore dei servizi energetici (GSE) potrà emettere, a favore e su specifica richiesta dei soggetti obbligati, Certificati Bianchi non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica, ad un valore unitario pari alla differenza tra 260 euro e il valore del contributo tariffario definitivo relativo all'anno d'obbligo. In ogni caso detto importo non può eccedere i 15 euro. Tali Certificati non potranno essere ceduti dal soggetto obbligato che li riceve, saranno contraddistinti da una specifica tipologia, non avranno diritto al contributo tariffario e potranno essere acquisiti solo se il soggetto obbligato detiene già titoli per il 30% dell'obbligo;
- i soggetti obbligati che acquisiscono Certificati Bianchi dal GSE non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica, possono, a determinate condizioni, riscattare tutta o parte della somma corrisposta per l'acquisizione, a fronte della consegna di Certificati generati tramite la realizzazione di progetti di efficienza energetica o acquisiti sul mercato
- sono stati introdotti trenta nuovi tipi di intervento ammissibili al meccanismo, differenziando gli anni di vita utile concessi agli interventi di nuova installazione e a quelli di sostituzione; a cui sono riconosciuti un numero di anni inferiore rispetto ai primi. Sono state introdotte 8 nuove schede inerenti i Progetti Standardizzati (PS) esse incentivano interventi che vanno dall'installazione di lampade a LED, alla riqualificazione energetica del sistema propulsivo delle navi mercantili e/o passeggeri, all'acquisto di veicoli ibridi e di veicoli elettrici alimentati da energia rinnovabile;
- il soggetto obbligato, se consegue una quota dell'obbligo di propria competenza inferiore al 100%, ma comunque pari ad almeno il 60%, può compensare la quota residua nei due anni successivi senza incorrere nelle sanzioni, non più in un anno come precedentemente previsto.

L'allegato 1 del DM 10/05/2018 contiene l'elenco non esaustivo degli interventi ammissibili al meccanismo con l'indicazione della vita utile e della tipologia di Certificati Bianchi ottenibili considerando la forma di energia risparmiata. Gli interventi sono suddivisi per settore (industriale, reti, servizi, trasporti, settore civile e misure comportamentali trasversali), tipologia (nuova installazione e sostituzione) e forma di energia risparmiata. L'Allegato 2 riporta l'elenco dei progetti standardizzati (PS) ammissibili al meccanismo e le relative schede descrittive di dettaglio.

Il Decreto Direttoriale 30/04/2019 del Ministero dello Sviluppo Economico, Direzione generale per il mercato elettrico, le rinnovabili e l'efficienza energetica, il nucleare di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, direzione generale per il clima e l'energia ha approvato la guida operativa predisposta dal GSE, volta a promuovere l'individuazione, la definizione e la presentazione di progetti nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi, prevista dal comma 1 dell'articolo 15 del DM 11/01/2017 e ss.mm.ii. La Guida riporta, tra le altre, informazioni utili alla predisposizione delle richieste di accesso agli incentivi e la descrizione delle migliori tecnologie disponibili, tenendo in considerazione anche quelle identificate a livello europeo, delle potenzialità di risparmio in termini economici ed energetici derivanti dalla loro applicazione che fornisca indicazioni in merito all'individuazione del consumo di riferimento nel caso in cui non esistano valori di consumi energetici antecedenti all'intervento. L'Allegato 2 del Decreto Direttoriale aggiorna l'elenco non esaustivo degli interventi ammissibili al meccanismo

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 di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) 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 2017 e 2018 i contributi tariffari sono stati pari rispettivamente a: 311,45 €/TEE (contributo definitivo) e 250,54 €/TEE (contributo di riferimento).

Presentazione dei principali risultati relativi agli anni 2017 e 2018

Nel corso dell’anno 2018 il GSE nell’ambito del meccanismo dei certificati bianchi ha ricevuto 2.211 richieste e ha riconosciuto complessivamente 3.832.984 TEE, a cui corrispondono risparmi di energia primaria pari a 1,31 Mtep. Nel 2018 si registra un decremento di circa il 34% dei titoli riconosciuti rispetto al 2017, in cui sono stati riconosciuti 5.807.831 TEE, pari a circa 1,9 Mtep di risparmi di energia primaria.

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 e che continuano a ricevere titoli fino al termine della loro vita utile.

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 2017 e 2018. Nell’anno 2018, il prezzo medio rilevato è stato di circa 304 €/TEE., mentre nel 2017 di 267 €/TEE.

Stima valore annuo incentivi riconosciuti per alcune categorie di interventi FER nel meccanismo dei TEE nel 2017 e 2018

N. scheda	Titolo della scheda tecnica	Metodo valutazione	TEE emessi (n° TEE)		Valore incentivo annuo (k€)	
			2017	2018	2017	2018
8T	Impiego di collettori solari per la produzione di acqua calda sanitaria	Standard	4.757	2.478	1.270	752
15T	Installazione di pompe di calore elettriche ad aria esterna in luogo di caldaie in edifici residenziali di nuova costruzione o ristrutturati	Standard	10	-	3	-
22T	Applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria	Analitica	25.036	7.786	6.685	2.364
26T	Installazione di sistemi centralizzati per la climatizzazione invernale e/o estiva di edifici ad uso civile	Analitica	73.367	47.414	19.590	14.395

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 incentiva 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.

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 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 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.

È previsto il 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. È possibile la riedificazione in ubicazione diversa da quella dell'edificio oggetto di demolizione.

Da segnalare anche il 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.

L'erogazione del contributo avviene in 1, 2 o 5 rate annuali, in funzione della taglia e della tipologia di intervento; per le richieste presentate dai privati, il pagamento può avvenire 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 2017 e nel 2018

La Tabella seguente riporta i risultati in termini di richieste di incentivazione pervenute e relativo incentivo richiesto negli anni 2017 e 2018.

Prospetto richieste di incentivazione tramite il Conto Termico negli anni 2017-2018

ANNO	ACCESSO DIRETTO		PRENOTAZIONE		TOTALE	
	N. richieste	Incentivo richiesto [mln €]	N. richieste	Incentivo richiesto [mln €]	N. richieste	Incentivo richiesto [mln €]
2017	42.894	121,5	333	61,7	42.894	121,5
2018	92.461	247,8	489	87,9	92.461	247,8

La procedura di accesso diretto costituisce la modalità di accesso all'incentivo più utilizzata (il 99% delle richieste e 74% degli incentivi).

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.

Accesso diretto. Dettaglio richieste ammesse agli incentivi per tipologia di intervento nel 2017 e 2018

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	Anno 2017			Anno 2018		
	N. interventi	Incentivi richiesti per intervento [mln €]	Incentivo medio [€ intervento]	N. interventi	Incentivi richiesti per intervento [mln €]	Incentivo medio [€ intervento]
1.A - Involucro opaco	166	6,10	36.765	197	7,6	38.702
1.B - Chiusure trasparenti	131	2,85	21.786	189	4,5	23.856
1.C - Generatori condensazione	1.079	2,92	2.703	1.457	4,0	2.734
1.D - Schermature	17	0,07	4.118	22	0,1	4.952
1.E - nZEB	1	1,06	1.058.000	9	2,5	273.606
1.F - Sistemi di illuminazione	70	0,70	9.957	134	1,4	10.751
1.G - Building Automation	19	0,08	4.368	26	0,2	7.942
2.A - Pompe di calore	1.949	9,59	4.923	8.109	25,3	3.119
2.B - Generatori a biomasse	23.425	51,05	2.179	45.302	98,4	2.172
2.C - Solare termico	12.213	24,75	2.026	21.350	44,8	2.099
2.D - Scaldacqua a pdc	388	0,22	575	427	0,3	636
2.E - Sistemi ibridi	61	0,14	2.246	117	0,3	2.556
Totale	39.519	99,53	2.519	77.339	189,4	2.449
DE+APE: Diagnosi e attestato prestazione energetica	365	0,62	1.685	465	0,8	1.782
TOTALE		100,2			190,2	

Sono stati stimati i benefici attesi attraverso le richieste ammesse agli incentivi che mostrano come gli interventi contrattualizzati nel 2018 abbiano consentito l'attivarsi di oltre 400 milioni di euro di investimenti, oltre 1.500 GWh di energia termica da fonti rinnovabili, 36 ktep di risparmi di energia finali a cui corrisponde un risparmio di emissioni pari a circa 164 migliaia di tonnellate di CO₂.

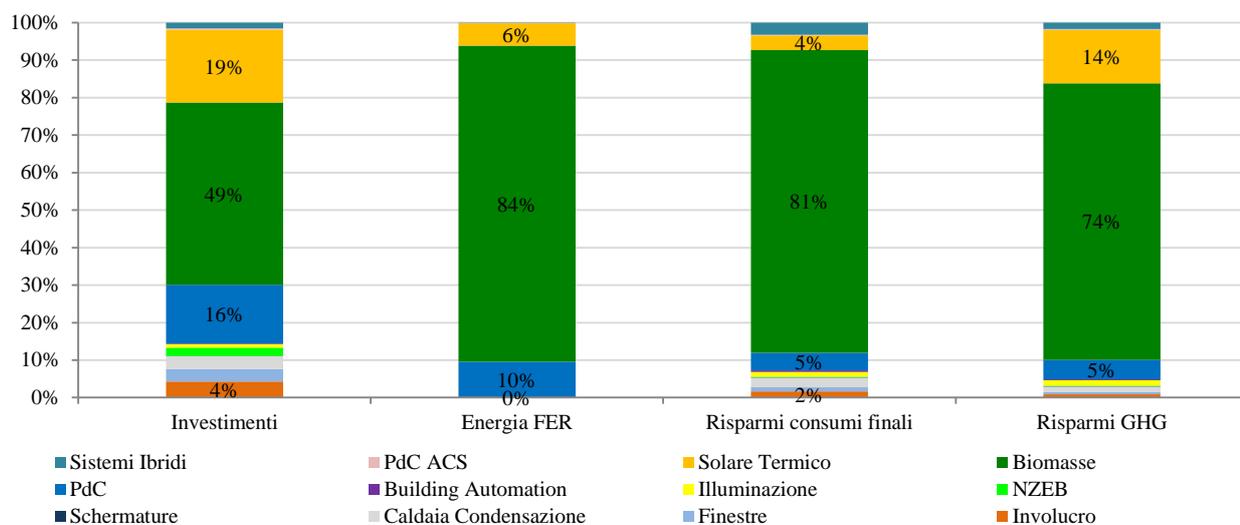
Benefici energetici e ambientali generati dai nuovi interventi supportati mediante il Conto Termico nel 2018

	Investimenti	Energia FER	Risparmi consumi finali	Risparmi GHG
	mln €	ktep	ktep	ktCO ₂
1.A - Involucro opaco	18	-	0,6	1,5
1.B - Chiusure trasparenti	14	-	0,4	0,9
1.C - Generatori condensazione	14	-	0,9	2,3
1.D - Schermature	0,4	-	0,0	0,2
1.E - nZEB	9	-	0,1	0,2
1.F - Sistemi di illuminazione	4	-	0,5	2,5
1.G - Building Automation	1	-	0,2	0,4

2.A - Pompe di calore	65	12,8	1,7	8,5
2.B - Generatori a biomasse	200	112,7	29,4	120,6
2.C - Solare termico	80	8,0	1,4	23,2
2.D - Scaldacqua a pdc	1	0,1	0,1	0,3
2.E - Sistemi ibridi	7	0,1	1,2	2,9
Totale	413	134	36	164

Tra le diverse tipologie di intervento promosse nel conto termico è predominante il contributo energetico ambientale offerto dagli impianti a biomassa sia per l'elevata mole di richieste di incentivi riconducibili a questa tipologia di intervento, sia per l'elevato fattore di utilizzo di queste tecnologie (ore di riscaldamento in zone di installazione tipicamente montane ecc.) e sia per il fatto di sostituire impianti tipicamente obsoleti con rendimenti di conversione limitati. Non trascurabile anche il contributo di impianti solari ben rappresentati nel meccanismo in termini di numerosità, ma con fattori di utilizzo più ridotti (rispetto ad esempio agli impianti a biomassa) e le pompe di calore che sono in forte crescita nell'ultimo anno.

Contributo delle diverse tipologie di interventi supportati nel Conto Termico ai benefici generati



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 2019 (legge n. 145 del 30 dicembre 2018) ha prorogato al 31 dicembre 2019, nella misura del 65%, la detrazione fiscale (dall'Irpef e dall'Ires) per gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici.

Negli anni oggetto di analisi della presente relazione (2017 e 2018) la detrazione è stata pari al 65%.

La legge di bilancio 2018 (legge n. 205 del 27 dicembre 2017) ha introdotto alcune novità rispetto a quanto descritto nella precedente versione della presente relazione. Tra queste:

- la riduzione al 50% della percentuale di detrazione per le spese relative all'acquisto e alla posa in opera di finestre comprensive di infissi, delle schermature solari e per la sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale con impianti dotati di caldaie a condensazione con efficienza almeno pari alla classe A;
- la riduzione al 50% della percentuale di detrazione per le spese sostenute per l'acquisto e la posa in opera di impianti di climatizzazione invernale con impianti dotati di generatori di calore alimentati da biomasse combustibili (fino a un valore massimo della detrazione di 30.000 euro);
- l'esclusione dalle spese agevolabili di quelle sostenute per l'acquisto di caldaie a condensazione con efficienza inferiore alla classe A;
- l'introduzione di una nuova detrazione (65%, fino a un valore massimo della detrazione di 100.000 euro) per l'acquisto e la posa in opera di micro-cogeneratori in sostituzione di impianti esistenti;
- la detrazione del 65% per la sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale con impianti dotati di apparecchi ibridi, costituiti da pompa di calore integrata con caldaia a condensazione, o per le spese sostenute per l'acquisto e la posa in opera di generatori d'aria calda a condensazione;
- dal 2018 si può usufruire della detrazione del 50% per le caldaie a condensazione che possiedono un'efficienza media stagionale almeno pari a quella necessaria per appartenere alla classe A di prodotto prevista dal regolamento (UE) n. 811/2013. Se, oltre ad essere almeno in classe A, sono anche dotate di sistemi di termoregolazione evoluti (appartenenti alle classi V, VI o VIII della comunicazione della Commissione 2014/C 207/02), è riconosciuta la detrazione più elevata del 65%.

È confermata valida fino 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.

Per gli interventi condominiali sono previste detrazioni ancora maggiori quando sono realizzati in edifici appartenenti alle zone sismiche 1, 2 o 3 e finalizzati anche alla riduzione del rischio sismico. In queste ipotesi, è possibile usufruire di una detrazione dell'80%, se i lavori determinano il passaggio a una classe di rischio inferiore, dell'85%, se il rischio sismico si riduce di almeno 2 classi. Il limite massimo di spesa consentito per questi interventi è di 136.000 euro moltiplicato per il numero di unità immobiliari che compongono l'edificio.

Altra importante novità, in vigore dal 2018, è rappresentata dalla possibilità di cedere il credito, corrispondente alla detrazione spettante, anche per gli interventi di riqualificazione energetica effettuati sulle singole unità immobiliari e non solo per quelli sulle parti comuni di edifici condominiali. Pertanto, indipendentemente dall'immobile su cui si effettuano gli interventi, dal 2018 tutti i contribuenti che nell'anno precedente a quello di sostenimento della spesa si trovano nella cosiddetta "no tax area" (i cosiddetti incapienti) possono scegliere, invece della detrazione, di cedere il corrispondente credito ai fornitori o ad altri soggetti privati, compresi gli istituti di credito e gli intermediari finanziari. I contribuenti diversi dagli incapienti possono cedere il credito a fornitori o altri soggetti privati, ad esclusione, però, degli istituti di credito e degli intermediari finanziari.

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
su involucro edifici esistenti (per esempio, pareti, tetti e pavimenti)	60.000 euro
installazione di pannelli solari per la produzione di ACS	60.000 euro
sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale	30.000 euro
acquisto e posa in opera delle schermature solari	60.000 euro
acquisto e posa in opera di impianti di climatizzazione invernale dotati di generatori di calore alimentati da biomasse combustibili	30.000 euro
dispositivi multimediali per il controllo a distanza degli impianti di riscaldamento, di produzione di acqua calda, di climatizzazione delle unità abitative	non previsto limite massimo
per gli anni 2018 e 2019, acquisto e posa in opera di micro-cogenerator	100.000 euro
interventi su parti comuni degli edifici condominiali per i quali si può usufruire della detrazione del 70 o del 75%	non è previsto un limite massimo di detrazione ma un ammontare complessivo delle spese, che non deve essere superiore a 40.000 euro moltiplicato per il numero delle unità immobiliari che compongono l'edificio
interventi su parti comuni di edifici condominiali per i quali spetta la detrazione dell'80 o 85%	non è previsto un limite massimo di detrazione ma un ammontare complessivo delle spese, che non deve essere superiore a 136.000 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.

Dal 2018, inoltre, le detrazioni per tutte le tipologie di interventi di efficienza energetica possono essere usufruite anche:

- dagli Istituti autonomi per le case popolari, comunque denominati, e dagli enti che hanno le stesse finalità sociali dei predetti istituti, costituiti e già operanti alla data del 31 dicembre 2013 nella forma di società che rispondono ai requisiti della legislazione europea in materia di "in house providing". Le detrazioni spettano per gli interventi di efficienza energetica realizzati su immobili di loro proprietà o gestiti per conto dei comuni, adibiti ad edilizia residenziale pubblica;
- dalle cooperative di abitazione a proprietà indivisa per interventi realizzati su immobili dalle stesse posseduti e assegnati in godimento ai propri soci.

Per il 2017, invece, gli Istituti autonomi per le case popolari potevano usufruire 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 nel 2017 e nel 2018 che hanno usufruito delle agevolazioni fiscali per il risparmio energetico.

Investimenti (M€) per tecnologia, anni 2017 e 2018

Tecnologia/intervento	2018 (mln €)	2017 (mln €)
Pareti orizzontali	484	412
Pareti verticali	529	385
Serramenti	1.236	1.736
Solare termico	36	50
Schermature solari	128	184
Caldaia a condensazione	561	633
Caldaia a biomassa	2	11
Pompa di calore	224	235
Building Automation	17	20
Altro	111	58
TOTALE	3.328	3.724

* Impianti geotermici, scaldacqua a pompa di calore per ACS, generatori di aria calda, microgeneratori e sistemi ibridi

Fonte: ENEA RAPPORTO ANNUALE 2019 - 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) e di sistemi di accumulo sia nel caso in cui tale installazione sia contestuale sia successiva a quella dell'impianto fotovoltaico configurandosi in detta ipotesi il sistema di accumulo come un elemento funzionalmente collegato all'impianto stesso. L'installazione successiva del sistema di accumulo non dà diritto alla detrazione nel caso in cui l'impianto fotovoltaico non sia stato ammesso alla detrazione in quanto oggetto di tariffe incentivanti.

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 2019 (legge n. 145 del 30 dicembre 2018) ha prorogato al 31 dicembre 2019 la possibilità di usufruire della maggiore detrazione Irpef (50%), confermando il limite massimo di spesa di 96.000 euro per unità immobiliare. Salvo che non intervenga una nuova proroga, dal 1° gennaio 2020 la detrazione tornerà alla misura ordinaria del 36% e con il limite di 48.000 euro. Dal 2018 è stato introdotto l'obbligo di trasmettere all'Enea le informazioni sui lavori effettuati, analogamente a quanto già previsto per la riqualificazione energetica degli edifici. Questa nuova comunicazione è necessaria per monitorare e valutare il risparmio energetico conseguito con la realizzazione degli interventi di recupero edilizio.

La legge di bilancio 2019 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. Riguardo alle spese sostenute per interventi di adozione di misure antisismiche, sono previste detrazioni più elevate, che possono arrivare fino all'85% ed essere usufruite fino al 31 dicembre 2021.

Negli anni oggetto di analisi della presente relazione (2017 e 2018) 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.

Il DL 30 giugno 2019 (c.d. DL crescita), inoltre, stabilisce che i soggetti beneficiari della detrazione possono optare per la cessione del corrispondente credito in favore dei fornitori dei beni e servizi necessari alla realizzazione degli interventi. Il fornitore dell'intervento ha a sua volta facoltà di cedere il credito d'imposta ai propri fornitori di beni e servizi, con esclusione della possibilità di ulteriori cessioni da parte di questi ultimi. Rimane in ogni caso esclusa la cessione ad istituti di credito e ad intermediari finanziari.

SETTORE ELETTRICO

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

In Italia, durante il biennio 2017-2018, 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 2017-2018 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).

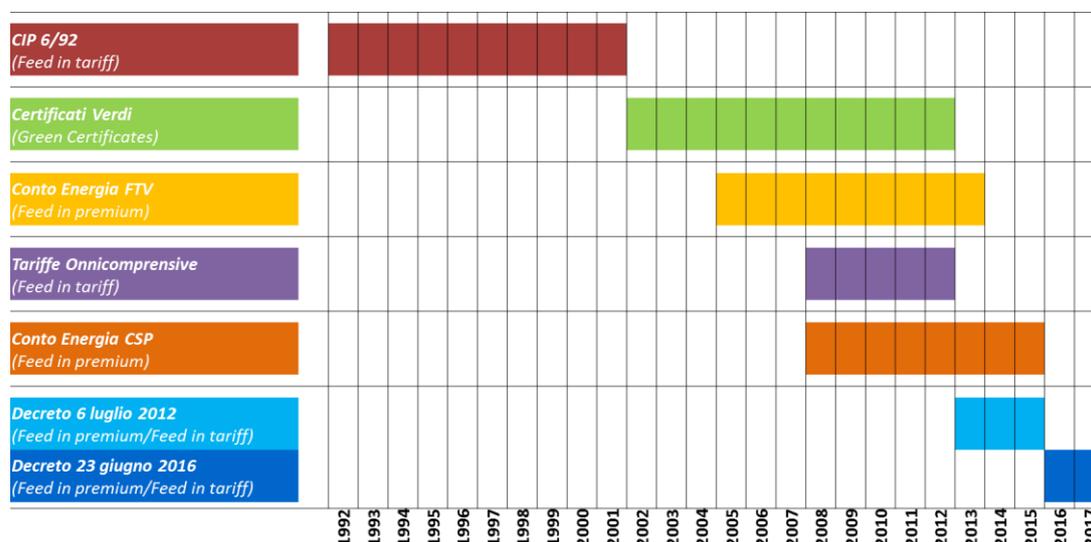
Il **D.M. 6 luglio 2012** ha introdotto, in sostituzione dei meccanismi dei Certificati Verdi e delle Tariffe Onnicomprensive, il nuovo sistema di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella fotovoltaica entrati in esercizio dal 1° 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 1992-2018



Meccanismi di incentivazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili

MECCANISMO INCENTIVANTE	PERIODO ACCESSO (1)	DURATA INCENTIVO (1)	FONTI/TECNOLOGIE	POTENZA IMPIANTO (2)	TIPOLOGIA INCENTIVO (3)	VALORIZZAZIONE INCENTIVO	TIPOLOGIA ENERGIA INCENTIVATA	VALORIZZAZIONE ENERGIA IMMESA (4)
DM 23/6/2016 FER-E	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 FER-E	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(5)	FIT	Tariffa costante	Immessa	Inclusa nella tariffa
I-IV Conto Energia FV	2006-2012	20 anni	FV	Qualsiasi	FIP(6)	Tariffa costante	Prodotta	Mercato o RID o SSP
Certificati Verdi / Tariffa incentivante ex CV	2002-2012	8-15 anni	FER-E(7)	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** (T_o) 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 D.M. 23 giugno 2016.

Tariffe incentivanti

Per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza, è individuato il valore delle tariffe incentivanti base (T_b) 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	€/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)	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 discarica		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	P>5000	-	-
		1<P<5000	-	-
		P>5000	20	119
Bioliquidi sostenibili		1<P<5000	20	60
		P>5000	-	-
Solare termodinamico		1<P<250	25	324
		250<P<5000	25	296
		P>5000	25	291

Modalità di accesso agli incentivi

Il 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%
TOTALE	1.000,0	100	2.083,1		41	869,8	

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%
TOTALE	281,4	1.078	631,0		382	275,4	

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%
TOTALE	90,0	83	185,6		25	55,1	

Esiti dell'incentivazione

Di seguito si riporta un quadro sintetico degli esiti dell'incentivazione del D.M. 23 giugno 2016 al 31 dicembre 2018, dopo circa 1 anno e mezzo 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 2018, una piccola quota si essi risulta essere stato successivamente escluso a seguito di rinuncia o annullamento/respingimento, pertanto la potenza avente diritto all'incentivazione al 31 dicembre 2018 è inferiore quella ammessa.

La tabella fornisce inoltre il dettaglio della quota di potenza degli impianti aventi diritto, entrati in esercizio al 31 dicembre 2018, 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 2018 e la potenza esclusa, alla stessa data, a seguito dell'istruttoria del GSE.

Complessivamente, gli impianti che risultano in esercizio al 31 dicembre 2018 sono 2.933, per una potenza totale di 551,5 MW. Il maggior numero di impianti è quello degli eolici (2.283), seguito dagli idroelettrici ad acqua fluente (348). Agli impianti eolici spetta anche il primato in termini di potenza installata (418,4 MW), seguiti dagli impianti idroelettrici ad acqua fluente (72,2 MW). Nel 2017 si è avuto un considerevole ingresso di impianti in accesso diretto, dato il termine per beneficiare di tale tipologia di iscrizione fissato al 31 dicembre 2017, mentre il 2018 ha visto entrare nel perimetro degli impianti in esercizio esclusivamente impianti risultati in posizione utile nelle graduatorie dei registri, dei registri per interventi di rifacimento e delle procedure d'asta 2016. Complessivamente la potenza che ha beneficiato dell'accesso diretto agli incentivi è pari a 177 MW, per grandissima parte dovuta a impianti eolici (122 MW).

Oltre agli impianti in esercizio, si ha un numero significativo di impianti (215, per una potenza di 778 MW) risultati aggiudicatari delle procedure d'asta o ammessi in posizione utile nei registri, non ancora entrati in esercizio al 31 dicembre 2018 ma aventi diritto all'incentivazione.

D.M. 23 giugno 2016 - Quadro riassuntivo degli esiti di incentivazione al 31 dicembre 2018 [MW]

MODALITÀ D'ACCESSO E TIPOLOGIA DI IMPIANTO	POTENZA DISPONIBILE	POTENZA AMMESSA	POTENZA AVENTE DIRITTO AL 31/12/2018	DETTAGLIO AVENTI DIRITTO AL 31/12/2018		POTENZA ESCLUSA AL 31/12/2018
				In esercizio	Non in esercizio	
Aste	1.000,0	869,8	869,0	264,2	604,8	0,8
Eolico <i>on shore</i>	800,0	800,0	799,2	264,2	535,0	0,8
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	-	-	-	-	-
Registri	281,4	275,4	231,1	91,7	139,4	44,3
Idroelettrico	79,0	79,0	75,9	33,6	42,3	3,1
Eolico <i>on shore</i>	56,9	56,9	35,9	26,6	9,3	21,1
Geotermoelettrico	30,0	30,0	20,7	-	20,7	9,3
Oceanica	6,0	-	-	-	-	-
Bioenergie (esclusi rifiuti biomasse C)	89,5	89,5	78,6	31,6	47,1	10,9
Solare Termodinamico	20,0	20,0	20,0	-	20,0	-
Registri rifacimenti	90,0	55,1	51,9	18,5	33,5	3,2
Idroelettrico	30,0	30,0	30,0	12,5	17,5	-
Eolico <i>on shore</i>	40,0	9,1	5,9	5,9	0,0	3,2
Geotermoelettrico	20,0	16,0	16,0	-	16,0	-
Totale Aste/Registri/ Registri rifacimenti	1.371,4	1.200,3	1.152,0	374,4	777,6	48,3-
Accesso Diretto				177,1		16,9
Idroelettrico				27,9		1,6
Eolico				121,7		11,4
Geotermoelettrico				-		
Oceanica						0,1
Bioenergie (esclusi rifiuti)				27,5		3,8
Totale complessivo	1.371,4	1.200,3	1.152,0	551,5	777,6	65,2

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 2018, il contatore FER Elettriche si è attestato sul valore di **4902 milioni di euro**, ripartiti come segue tra i diversi meccanismi di incentivazione: 2.608 € mln per l'incentivo ex Certificati Verdi; 1.801 € mln per la Tariffa Onnicomprensiva; 15 € mln per il Cip 6/92; 370 € mln per gli impianti entrati in esercizio ai sensi del D.M. 6 luglio 2012; 109 € mln per gli impianti entrati in esercizio ai sensi del D.M. 23 giugno 2016.

Il costo indicativo medio, ottenuto come media dei valori mensili del triennio successivo, risulta pari a 4.843 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	0	0
Geotermica	88	0		10	0	0	97
Bioliquidi	447	170		0	0	0	617
Biomasse	457	72	15	44	17	0	604
Idraulica	444	236		92	33	0	804
Eolica	1117	5	0	158	38	0	1318
Biogas	55	1318	0	67	20	0	1461
TOTALE	2608	1801	15	370	109	0	4902

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 2018 risultano entrati in esercizio ai sensi del Conto Energia 549.186 impianti, per una potenza totale di 17.564 MW, di cui:

- 5.462 con il primo Conto Energia, per una potenza di 151 MW;
- 203.218 con il secondo Conto Energia, per una potenza di 6.754 MW;
- 38.761 con il terzo Conto Energia, per una potenza di 1.555 MW;
- 204.103 con il quarto Conto Energia, per una potenza di 7.702 MW;
- 97.642 con il quinto Conto Energia, per una potenza di 1.402 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 2018 pari a circa 390 € mln rispetto ad uno scenario senza applicazione dello spalmaincentivi.

Nel 2018 l'energia incentivata risulta complessivamente pari a circa 20,2 TWh, di conseguenza, il costo di incentivazione è risultato pari a circa 5,9 mld€. I corrispettivi erogati derivano in modo preponderante dal II Conto Energia (2,9 mld€ a fronte di 7.933 GWh) e dal IV Conto Energia (2,2 mld€ a fronte di 8.747 GWh).

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.

Il Decreto Ministeriale 10 ottobre 2014 e ss.mm.ii. individua 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.

Il D.M. 2 marzo 2018 "promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti" ha introdotto alcune modifiche al DM 10 ottobre 2014; tra di esse sono state aggiornate le percentuali minime di obbligo di immissione in consumo con riferimento ai biocarburanti e ai biocarburanti avanzati 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%	0,6%
2019	8,0%	0,8%
2020	9,0%	0,9%
2021	9,0%	1,5%
Dal 2022	9,0%	1,85%

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 i biocarburanti, compreso il biometano, prodotti esclusivamente a partire dalle materie prime elencate nell'allegato 3 parte A del DM 10 ottobre 2014 e ss.mm.ii.:

- 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.

Il DM 2 marzo 2018, inoltre, stabilisce che l'obbligo avanzato, inoltre, deve essere assolto per il 75% attraverso l'immissione in consumo di biometano avanzato e per il restante 25% attraverso altri biocarburanti avanzati.

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 e ss.mm.ii.

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 che sarà abrogato a decorrere da un anno dall'entrata in vigore del DM 14 novembre 2019 che introduce il nuovo Sistema nazionale di certificazione della sostenibilità dei biocarburanti e dei bioliquidi.) 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 avanzati e *double counting* non avanzati 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;

Il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 20 gennaio 2015 prevede una sanzione pari a 750 € per ogni Certificato mancante all'adempimento dell'obbligo di immissione in consumo (a partire dall'anno d'obbligo 2016) () e che il pagamento della sanzione non estingue l'obbligo,, 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-consulativo 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 CO₂ 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 con le modalità stabilite con il D.M. MiSE del 24 dicembre 2014.

Certificati di Immissione in consumo rilasciati nel 2017 e 2018

A fronte del quantitativo di biocarburanti sostenibili immessi in consumo nel 2017, il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) che è il soggetto titolato alla gestione del meccanismo di supporto, nel 2018 ha rilasciato ai soggetti obbligati oltre 1,9 mln di CIC, con un trend in ascesa rispetto al 2017, anno in cui sono stati rilasciati 1,8 mln di Certificati rilasciati per i biocarburanti immessi in consumo nel 2016.

Biometano, biometano avanzato e altri biocarburanti avanzati diversi dal biometano

Con il Decreto MiSE del 5 dicembre 2013 sono state stabilite le disposizioni volte a favorire concretamente la produzione e il consumo di biometano in ottemperanza al D.Lgs. 28/2011, di recepimento delle direttive comunitarie in materia di incentivazione del biometano. Con la Direttiva 2009/73/CE, recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, l'UE ha richiesto agli Stati membri di adottare misure concrete per un utilizzo più ampio del biogas e del gas proveniente dalla biomassa e l'accesso al sistema del gas naturale, compatibilmente con il rispetto delle norme tecniche e le esigenze di sicurezza. Analogamente, con la Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, l'UE ha affermato che gli impianti di produzione di biogas, dalla cui purificazione si ottiene il biometano, possono apportare, grazie all'elevato potenziale di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, notevoli benefici ambientali nella produzione di calore e di elettricità e nell'utilizzo nei trasporti. Il Decreto del 5 dicembre 2013 ha assegnato al GSE il compito di incentivare la produzione di biometano:

- a. immesso nelle reti di trasporto e di distribuzione del gas naturale attraverso il riconoscimento di una tariffa incentivante calcolata sul biometano immesso in rete;
- b. utilizzato nei trasporti, previa immissione nella rete del gas naturale tramite il rilascio dei CIC previsti per i biocarburanti;
- c. utilizzato in impianti di CAR attraverso il riconoscimento delle tariffe per la produzione di energia elettrica previste dal D.M. 6 luglio 2012, riferite al biogas.

L'incentivazione, rivolta ai nuovi impianti entrati in esercizio successivamente alla data di entrata in vigore del Decreto e agli impianti esistenti per la produzione/utilizzo di biogas che vengono riconvertiti (totalmente o parzialmente) alla produzione di biometano, è applicabile ai soli impianti entrati in esercizio entro il 18 dicembre 2018.

Con il Decreto 5 dicembre 2013 il GSE ha incentivato, a partire da giugno 2017, un solo impianto avente una capacità produttiva oraria pari a 3.750 Sm³ per l'immissione del biometano nelle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale (opzione a).

Al fine di agevolare ulteriormente l'accesso alle incentivazioni, il MiSE, di concerto con il MATTM e con il MiPAAFT, nel marzo del 2018 ha emanato un nuovo Decreto interministeriale per l'utilizzo nei trasporti del biometano e dei biocarburanti avanzati. Il Decreto prevede l'incentivazione della produzione di biometano – avanzato e non avanzato – e di biocarburanti avanzati diversi dal biometano, destinata esclusivamente al settore dei trasporti, al fine di contribuire al raggiungimento dell'obiettivo del 10% di fonti rinnovabili in tale settore al 2020, consentendo anche il passaggio alla nuova normativa a impianti già qualificati o in corso di qualifica ai sensi del D.M. 5 dicembre 2013. Per gli impianti di produzione di biometano avanzato e di altri biocarburanti avanzati diversi dal biometano, il D.M. 2 marzo 2018 introduce la possibilità di accedere al ritiro a titolo oneroso dei CIC da parte del GSE, che è il soggetto titolato alla gestione del meccanismo di supporto, a un prezzo prefissato stabilito dallo stesso Decreto (375€/CIC), con oneri di ritiro posti in capo ai soggetti sottoposti all'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti, di cui al Decreto del MiSE 10 ottobre 2014 e ss.mm.ii.. Il Decreto, inoltre, prevede la possibilità, riservata esclusivamente ai produttori di biometano avanzato che ne facciano richiesta, del ritiro fisico dello stesso biometano da parte del GSE. Per i produttori di biometano non avanzato che immettono in consumo nei trasporti la loro produzione è previsto, invece, esclusivamente il rilascio di CIC. Oltre a confermare le maggiorazioni per la realizzazione di nuovi impianti di distribuzione di gas naturale per i trasporti, già contemplate nel D.M. 5 dicembre 2013, 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. Sono, 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 del biometano vengono, infine, introdotte le Garanzie di Origine per il biometano prodotto a partire da sottoprodotti e 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”

Principali risultati al 31 dicembre 2018

Negli ultimi anni il GSE ha svolto attività di qualifica di impianti di produzione di biometano finalizzata sia all’ammissione agli incentivi previsti dal Decreto 5 dicembre 2013 sia agli incentivi previsti dal Decreto 2 marzo 2018. In particolare, al fine di accedere agli incentivi previsti dal D.M. 5 dicembre 2013, tra il 2015 e il 2018 sono state presentate al GSE 14 richieste di qualifica di impianti di produzione di biometano, 11 dei quali sono stati accolti e hanno ottenuto la relativa qualifica. Un solo impianto era già in esercizio. Si riporta nella seguente tabella il dettaglio delle qualifiche rilasciate nell’ambito dei meccanismi di incentivazione introdotti dal D.M. 5 dicembre 2013.

Impianti qualificati ai sensi del D.M. 5 dicembre 2013

	QUALIFICHE A PROGETTO		QUALIFICHE IN ESERCIZIO	
	N° impianti	Capacità Produttiva [Sm3/h]	N° impianti	Capacità Produttiva [Sm3/h]
Immissione in rete (art. 3)	2	1.500	1	3.750
Utilizzo nei trasporti (art. 4)	8	10.084	0	0
Utilizzo in impianti CAR (art. 5)	0	0	0	0
Totale	10	11.584	1	3.750

Potevano accedere agli incentivi previsti dal D.M. 5 dicembre 2013 gli impianti entrati in esercizio entro il 17/12/2018. Dei 10 impianti qualificati a progetto, a oggi, non si ha notizia dell’entrata in esercizio di alcuno di essi. Con l’entrata in vigore del D.M. 2 marzo 2018, il GSE, al fine di ammettere gli impianti ai nuovi meccanismi di incentivazione, ha ricevuto il compito di qualificare sia gli impianti di produzione di biometano sia gli impianti di produzione di altri biocarburanti avanzati diversi dal biometano. Possono accedere agli incentivi previsti dal D.M. 2 marzo 2018 gli impianti di produzione di biometano, nuovi o riconvertiti, entrati in esercizio tra il 21 marzo 2018 e il 31 dicembre 2022. Tale condizione non si applica agli impianti di produzione di biometano già qualificati e in esercizio ai sensi del D.M. 5 dicembre 2013, che sono entrati in esercizio, pertanto, in data antecedente all’entrata in vigore del D.M. 2 marzo 2018 (20 marzo 2018). Il solo impianto entrato in esercizio in data antecedente al 20 marzo 2018, già qualificato ai sensi del D.M. 5 dicembre 2013, infatti, ha comunque potuto accedere agli incentivi previsti dal D.M. 2 marzo 2018: tale norma ha espressamente consentito la possibilità di accedere ai nuovi meccanismi di incentivazione anche ad impianti entrati in esercizio in data antecedente alla sua data di entrata in vigore, purché già qualificati, o in corso di qualifica, ai sensi del D.M. 5 dicembre 2013. Si riporta nelle seguenti tabelle il dettaglio delle qualifiche rilasciate nell’ambito dei meccanismi di incentivazione introdotti dal D.M. 2 marzo 2018

Impianti qualificati ai sensi del D.M. 2 marzo 2018

	QUALIFICHE A PROGETTO		QUALIFICHE IN ESERCIZIO	
	N° impianti	Capacità Produttiva [Sm3/h]	N° impianti	Capacità Produttiva [Sm3/h]
Biometano (art. 5)	0	0	0	0
Biometano avanzato (art. 6)	6	4.336	1	3.750
Altri biocarburanti avanzati (art. 7)	0	0	4	41.630

Come si evince dalle tabelle, gli impianti di produzione di biometano che hanno presentato domanda di qualifica ai sensi del D.M. 2 marzo 2018 sono 7 e intendono tutti accedere al meccanismo di incentivazione previsto dall’art.6 del Decreto “Incentivazione del biometano avanzato immesso nella rete del gas naturale e destinato ai trasporti”. La capacità produttiva totale ammonta a 8.086 Sm3 /h di biometano avanzato. Solo uno di essi non ha optato per il ritiro fisico del biometano prodotto e immesso nella rete di trasporto o di distribuzione del gas naturale; i restanti 6 hanno chiesto al GSE di ritirare il biometano immesso in rete. Gli impianti di produzione di biocarburanti avanzati diversi dal biometano che hanno presentato domanda di qualifica al GSE, al fine di partecipare al meccanismo previsto dall’art.7 del D.M. 2 marzo 2018, sono 4: si tratta di impianti di produzione di biodiesel, già in esercizio, che hanno documentato

al GSE di aver contrattualizzato con i soggetti obbligati aderenti al meccanismo, la vendita di 41.630 t di biocarburante avanzato.

Impianti di produzione di biometano avanzato qualificati ai sensi del D.M. 2 marzo 2018 (art. 6)

	QUALIFICHE A PROGETTO		QUALIFICHE IN ESERCIZIO	
	N° impianti	Capacità Produttiva [Sm ³ /h]	N° impianti	Capacità Produttiva [Sm ³ /h]
Con ritiro fisico del GSE	5	3.336	1	3.750
Senza ritiro fisico del GSE	1	1.000	0	0
Totale	6	4.336	1	3.750

Impianti di produzione di altri biocarburanti avanzati qualificati ai sensi del D.M. 2 marzo 2018 (art. 7)

	QUALIFICHE A PROGETTO		QUALIFICHE IN ESERCIZIO	
	N° impianti	Capacità Produttiva [t/anno]	N° impianti	Capacità Produttiva [t/anno]
Biodiesel	0	0	4	41.630
Altri biocarburanti	0	0	0	0
Totale	0	0	4	41.630

Con riferimento al D.M. del 5 dicembre 2013 nel corso dell'anno 2018 è stato incentivato un solo impianto di produzione di biometano che, in seguito all'emanazione del D.M. 2 marzo 2018, ha richiesto e ottenuto il passaggio all'incentivazione prevista da quest'ultimo Decreto. Per accedere all'incentivazione prevista dal D.M. 2 marzo 2018 per il biometano avanzato (art. 6) e per i biocarburanti avanzati diversi dal biometano (art. 7), successivamente all'ottenimento della qualifica e alla stipula del contratto con il GSE, è necessario che l'impianto rientri nella specifica graduatoria pubblicata sul sito istituzionale del GSE, e pertanto nel limite massimo di incentivazione annua, espresso in CIC che per il 2018 è stato pari a 294.860 CIC.

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:

- sulla composizione del mix di fonti energetiche primarie utilizzate per la produzione dell'energia elettrica fornita dalla imprese di vendita;
- sull'impatto ambientale della produzione di energia elettrica, utili al fine di risparmiare energia.

Questo obbligo informativo nei confronti del cliente finale è stato introdotto, a livello comunitario, dalla direttiva 2003/54/CE e successivamente confermato 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) [%]
Fonti rinnovabili				
Carbone				
Gas naturale				
Prodotti petroliferi				
Nucleare				
Altre fonti				

Nella successiva tabella sono riportate le percentuali assegnate, per il 2017 - 2018, 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 2017 e 2018)

Fonti primarie utilizzate	Anno 2017 (*) [%]	Anno 2018 (**) [%]
Fonti rinnovabili	36,42%	40,83%
Carbone	13,69%	12,47%
Gas Naturale	42,63%	39,06%
Prodotti Petroliferi	0,76%	0,54%
Nucleare	3,62%	4,11%
Altre fonti	2,88%	2,99%

(*)dato di consuntivo (**) dato di preconsuntivo

Per il calcolo del mix energetico nazionale sono stati utilizzati:

- per l'energia elettrica immessa in rete afferente alla produzione nazionale, i dati trasmessi dai produttori al GSE e i dati relativi agli impianti di produzione non soggetti agli obblighi di comunicazione (convenzionati Cip 6/92, in regime di scambio sul posto e fotovoltaici con potenza attiva nominale fino a 1 MW incentivati con il V Conto Energia);
- per l'energia elettrica netta importata, i dati Eurostat ai quali il GSE ha attribuito il mix energetico europeo.

Si specifica che per il raggiungimento degli obiettivi nazionali, fissati in sede europea dalla Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, si fa riferimento al consumo interno lordo nazionale e non all'energia elettrica immessa nel sistema elettrico.

L'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente, con la deliberazione ARG/elt 104/2011, ha definito inoltre 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.

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, vedi paragrafo 3.B) da parte delle 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 di sostegno già introdotto dal decreto 28/12/2012, prevede il rispetto di requisiti in termini di efficienza, emissioni in atmosfera e qualità del combustibile, ma prevede anche dei coefficienti premianti (+20% oppure +50%) nel caso di impianti con generatori a biomassa con livello di emissioni di particolato 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 Decreto si possono aggiungere i seguenti 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 definito i 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. Inoltre, in generale, per quanto riguarda le bioenergie, 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

Agli impianti di potenza tra 1 MW e 5 MW o di potenza superiore a 1 MW nel caso di interventi di rifacimento, alimentati con biomasse da filiera ricomprese fra le tipologie indicate nell'Allegato 1, Tabella 1-B del Decreto, è assegnato un premio di 20 €/MWh.

Premio per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra

Agli impianti di potenza tra 1 MW e 5 MW o di potenza superiore a 1 MW nel caso di interventi di rifacimento, alimentati con biomasse di "Tipo a" (prodotti) o di "Tipo b" (sottoprodotti) è assegnato un premio di 10 €/MWh se l'esercizio degli impianti dà luogo a una riduzione delle emissioni di gas a effetto serra rispetto a valori obiettivo.

Premio per la riduzione delle emissioni inquinanti

Agli impianti di qualsiasi potenza, anche oggetto di rifacimento, alimentati con biomasse di "Tipo a" e/o di "Tipo b" è assegnato un premio di 30 €/MWh se gli impianti soddisfano i requisiti di emissione in atmosfera riportati nella tabella dell'Allegato 5 del Decreto.

Premio per la cogenerazione ad alto rendimento

Agli impianti alimentati con biomasse di "Tipo a" o biogas di "Tipo a" o bioliquidi sostenibili, è assegnato un premio di 40 €/MWh se gli impianti operano in regime di cogenerazione ad alto rendimento.

Il premio scende a 10 €/MWh se gli impianti operanti in regime di cogenerazione ad alto rendimento sono alimentati con biomasse di "Tipo b" e/o di "Tipo c" (rifiuti urbani) o con biogas di "Tipo b" e/o di "Tipo c".

Premio per la cogenerazione ad alto rendimento abbinata al teleriscaldamento

Agli impianti alimentati con biomasse di "Tipo b" è assegnato un premio di 40 €/MWh se gli impianti operano in regime di cogenerazione ad alto rendimento ed utilizzano il calore cogenerato per teleriscaldamento.

Premio per impianti a biogas cogenerativi e con recupero del 60% dell'azoto

Agli impianti a biogas di potenza fino a 600 kW, è assegnato un premio di 30 €/MWh se gli impianti operano in regime di cogenerazione ad alto rendimento e se recuperano azoto dalle sostanze trattate al fine di produrre fertilizzanti, rispettando determinate condizioni elencate nel Decreto.

Premio per impianti a biogas cogenerativi e con recupero del 30% dell'azoto

Agli impianti a biogas di potenza fino a 600 kW, è assegnato un premio di 20 €/MWh se gli impianti operano in regime di cogenerazione ad alto rendimento e se recuperano azoto dalle sostanze trattate al fine di produrre fertilizzanti, rispettando determinate condizioni elencate nel Decreto.

Premio per impianti a biogas con rimozione del 40% dell'azoto

Agli impianti a biogas di potenza fino a 600 kW, è assegnato un premio di 15 €/MWh se gli impianti recuperano azoto dalle sostanze trattate al fine di produrre fertilizzanti, rispettando determinate condizioni elencate nel Decreto.

- Premi per impianti geotermoelettrici

Premio per totale reiniezione ed emissioni nulle

Agli impianti geotermoelettrici, diversi da quelli che usufruiscono della tariffa incentivante alternativa per tecnologie avanzate (vedi punti successivi), con totale reiniezione del fluido geotermico nelle stesse formazioni di provenienza ed emissioni nulle, è assegnato un premio di 30 €/MWh.

Premio per l'abbattimento dei gas incondensabili

Agli impianti geotermoelettrici ad alta entalpia, in grado di abbattere almeno il 95% del livello di idrogeno solforato e di mercurio presente nel fluido di ingresso nell'impianto di produzione, è assegnato un premio di 15 €/MWh.

Tariffa incentivante alternativa per tecnologie geotermoelettriche avanzate non ancora pienamente commerciali

Il D.M. 6 luglio 2012 definiva per le tecnologie geotermoelettriche avanzate non ancora pienamente commerciali una specifica tariffa incentivante alternativa e non cumulabile con quelle definite nell'Allegato 1 del medesimo D.M., né tanto meno con il premio per totale reiniezione ed emissioni nulle.

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 e dal DM 2 marzo 2018, 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 DM 2 marzo 2018 stabilisce che l'obbligo

avanzato, deve essere assolto per il 75% attraverso l'immissione in consumo di biometano avanzato e per il restante 25% attraverso altri biocarburanti avanzati

Infine, il DM 2 marzo 2018, descritto più estesamente nella sezione 3, prevede l'incentivazione della produzione di biometano – avanzato e non avanzato – e di biocarburanti avanzati diversi dal biometano, destinata esclusivamente al settore dei trasporti. Il Decreto introduce, inoltre, meccanismi premianti per la realizzazione di impianti di liquefazione del biometano, finalizzati a favorire la diffusione di tale vettore energetico anche in forma liquida.

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 Dlgs 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.

È 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.

È possibile che nell'edificio in questione non sia possibile installare un sistema da fonti rinnovabili, come nel caso di strutture soggette a vincoli storico-paesaggistici. In questo caso, 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 nella sua relazione tecnica.

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

L'inosservanza del sopra descritto obbligo 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. Le principali attività svolte dal GSE per quanto riguarda la gestione del sistema delle GO sono le seguenti:

- il rilascio della qualifica c.d. «IGO» agli impianti alimentati da fonti rinnovabili, a esclusione degli impianti che si avvalgono del Ritiro Dedicato, dello Scambio sul Posto e degli incentivi onnicomprensivi (Cip 6/92, TO) che 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 e, 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 2018. 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'ARERA 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.

Per il biennio 2017-2018, si riportano di seguito i dati relativi agli impianti di produzione qualificati IGO e al numero delle GO rilasciate dal GSE:

- al 31 dicembre 2017 risultano qualificati IGO 1475 impianti, per complessivi 26 GW di potenza. I titoli rilasciati nel corso dell'anno, per 1227 impianti, sono stati quasi 41 mln, di cui 17 mln relativi alle produzioni del 2016 e 23,6 del 2017;
- al 31 dicembre 2018 risultano qualificati IGO 2.700 impianti (di cui 1.475 nel 2017), per complessivi 32 GW di potenza. Tale crescita ha portato a un aumento significativo delle emissioni dei titoli, quasi 64 mln, di cui 17,7 mln relativi alle produzioni del 2017 e 46,2 del 2018.

Nella tabella sottostante si riportano i dati relativi al numero di GO complessivamente emesse, annullate, importate ed esportate dal 2015 al 2018.

Movimentazione delle GO (anni 2015 / 2018)

Anno	Emesse	Annullate	Importate	Esportare
2015	35.709.634	34.714.944	11.213.958	11.363.977
2016	40.206.573	38.796.750	11.602.934	25.525.831
2017	40.953.439	40.626.544	19.753.834	47.854.870
2018	63.990.852	45.885.415	24.955.966	52.250.376

Ai sensi di quanto previsto dalla Delibera ARG/elt 104/2011, le GO nella disponibilità del GSE sono oggetto di assegnazione mediante procedure concorrenziali, organizzate secondo criteri di pubblicità, trasparenza e non discriminazione. Ogni anno il GSE organizza cinque sessioni d'asta e in ciascuna asta sono negoziabili le GO differenziate per tipologia di impianto e periodo di produzione, come di seguito indicato:

- GO gennaio: GO relative al mese di gennaio dell'anno «n» con validità di 12 mesi dal periodo di produzione;
- GO febbraio: GO relative al mese di febbraio dell'anno «n» con validità di 12 mesi dal periodo di produzione;
- GO altri mesi: GO relative a mesi diversi da quelli di cui alle lettere a) e b) dell'anno «n» con validità fino al 31 marzo dell'anno «n+1».

Quanto all'esito delle sessioni d'asta svolte nel 2018 - in cui sono state scambiate GO relative sia alla produzione 2017 sia alla produzione 2018 - è stata registrata l'offerta di 27.305.777 GO e la vendita di 25.394.289 titoli, per un controvalore economico pari a oltre 35 mln€ (dato quest'ultimo in netto incremento rispetto all'anno precedente che aveva osservato un controvalore economico di 11,6 mln€ a fronte della vendita di 28.003.380 GO).

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)	
	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018
Approvvigionamento di biomassa per riscaldamento ed elettricità:												
Approvvigionamento diretto di biomassa legnosa da foreste e altri terreni boschivi a fini di produzione energetica (abbattimento, ecc.)	18.339.848	16.456.534	6.094	5.468	704.026	774.336	234	257	385.995	367.214	128	122
Approvvigionamento indiretto di biomassa legnosa (residui e sottoprodotti dell'industria del legno, ecc.)[2]	2.205.070	1.859.279	693	543	1.756.397	2.106.220	700	834	371.108	565.161	152	230
Colture energetiche (piante erbacee, ecc.) e alberi a rotazione breve	5.415.344	5.385.951	1.341	1.336	84.481	86.901	75	77	655.513	587.236	579	519
Sottoprodotti agricoli/residui agricoli trasformati e sottoprodotti della pesca	5.027.229	5.124.564	1.113	1.126								
Biomassa da rifiuti (urbani, industriali, ecc.)	5.867.836	5.929.654	1.558	1.598		1.037		1	2.145		2	
<i>Altri</i>												
Approvvigionamento di biomassa per trasporti:												
Seminativi comuni per biocarburanti	0	0	0	0	20.618	14.941	18	13	79.786	72.366	275	64
Colture energetiche (piante erbacee, ecc.) e alberi a rotazione breve per biocarburanti (precisare)												
Altri (rifiuti e sottoprodotti liquidi, etc.)	91.114	94.384	81	83	45.656	53.497	40	47	93.026	228.441	82	202

[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	2017	2018
avena	126.254	120.012	104.862	103.525	108.956	105.118	108.459	107.454
barbabietola da zucchero	45.545	53.514	40.712	51.986	38.124	32.297	37.972	34.408
colza	18.759	10.301	18.550	16.444	12.101	13.542	15.580	14.396
girasole	118.099	111.678	127.628	111.350	114.449	110.716	114.446	103.870
frumento duro	1.198.974	1.260.143	1.270.490	1.287.564	1.328.874	1.383.675	1.304.856	1.278.401
frumento tenero	533.606	593.494	631.667	586.615	553.642	528.743	501.716	543.324
mais	994.773	978.543	908.114	869.378	655.993	660.727	645.742	591.206
orzo	270.386	246.127	237.268	232.713	242.895	244.232	250.526	262.482
riso	246.537	235.052	216.019	219.532	227.331	234.133	234.133	229.545
segale	4.850	4.988	4.825	3.869	4.113	4.172	3.592	3.538
soia	165.955	152.993	184.146	232.867	308.979	288.060	322.417	326.587
sorgo	42.335	38.637	51.066	51.914	45.413	43.840	40.901	39.596
altri cereali	21.621	21.389	35.558	37.307	24.206	28.725	33.205	34.347

Fonte: 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)

Variazioni dei prezzi dei prodotti agricoli in Italia nel biennio 2017-2018, che possono essere anche legati al maggior uso della biomassa e di altre forme di energia da fonti rinnovabili

Variazioni dei prezzi dei prodotti agricoli in Italia

Colture e sottoprodotti diretti	Esempi di prezzi indicativi (€/t)							
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
DENDROENERGIA (filiera legno - energia)								
legna da ardere	137	137	137	137	142	142	142	142
pellet	185	189	205	252	227	219	228	238
cippato	43	41	42	47	40	38	39	40
COLTURE CEREALICOLE (utilizzabili per la filiera biogas)								
frumento duro	286	283	269	301	290	196	204	206
frumento tenero	232	265	234	207	200	179	198	203
granoturco	208	257	214	182	167	178	180	182
granoturco a uso energetico	nd	nd	186	nd	nd	nd	128	127
trinciato di mais	nd	nd	nd	nd	nd	nd	33	31
orzo	237	230	217	190	181	160	165	193
sorgo	214	241	230	182	171	192	170	180
COLTURE OLEAGINOSE (utilizzabili per la filiera bioliquidi)								
farina di colza	nd	313	307	276	273	244	245	263
semi girasole	343	398	338	272	299	314	285	291
semi soia	381	454	473	404	363	389	404	374
MANGIMI COMUNI								
erba medica	104	114	140	113	85	83	95	116
paglia	82	61	52	59	48	38	41	60
cubettato rinfusa - grano tenero	155	174	170	137	128	122	121	135
farinaccio rinfusa - grano tenero	207	214	201	169	167	150	146	164
crusca e cruschetto rinfusa - grano tenero	150	170	165	133	124	156	118	134
tritello rinfusa - grano tenero	161	176	170	139	130	120	126	142
crusca, cruschetto e tritello rinfusa - grano duro	146	165	163	131	122	114	116	132
cubettato rinfusa - grano duro	156	174	171	138	129	123	122	136
farinetta rinfusa - grano duro	290	275	264	233	225	206	191	197
farinaccio rinfusa - grano duro	179	190	185	150	141	133	134	148

Fonte: AGER Borsa Merci e Camere di Commercio

Variazioni della destinazione dei terreni in Italia, legati al maggior uso della biomassa e di altre forme di energia da fonti rinnovabili

Nella tabella successiva sono riportati i dati che descrivono nel dettaglio l'utilizzazione del territorio agricolo in Italia fino al 2018.

Utilizzazione del territorio agricolo in Italia

Superficie Totale Italia: 30.134.000 ha								
Superficie Agricole Utilizzata: 12.720.000 ha								
Superficie Forestale: 11.778.000 ha								
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
SEMINATIVI	6.436.000	5.955.000	6.488.000	6.405.000	6.418.000	6.466.000	6.710.000	6.618.000
cereali e riso	3.439.000	3.350.000	3.460.000	3.393.000	3.191.000	3.233.000	3.123.000	3.090.000
colture foraggere avvicendate	2.009.000	1.826.000	2.121.000	2.153.000	2.223.000	2.239.000	2.369.000	2.384.000
legumi secchi	68.000	72.000	68.000	67.000	73.000	87.000	148.000	153.000
oleaginose e piante industriali	424.000	275.000	387.000	413.000	490.000	461.000	508.000	480.000
ortaggi	434.000	374.000	401.000	326.000	392.000	398.000	474.000	425.000
ortaggi in serra	37.000	33.000	37.000	38.000	38.000	39.000	39.000	39.000
piante da tubero	62.000	58.000	51.000	53.000	49.000	48.000	49.000	47.000
COLTURE PERMANENTI	2.424.000	2.299.000	2.360.000	2.325.000	2.219.000	2.217.000	2.246.000	2.249.000
fruttiferi	587.000	513.000	529.000	508.000	403.000	404.000	408.000	407.000
ulivo	1.137.000	1.100.000	1.129.000	1.127.000	1.143.000	1.145.000	1.144.000	1.142.000
vite	700.000	686.000	702.000	690.000	673.000	668.000	694.000	700.000
PASCOLI E PRATI	4.503.000	2.359.000	4.388.000	3.925.000	3.862.000	3.852.000	3.735.000	3.771.000

Fonte Istat

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, 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 orientando verso la produzione non più e solo di energia elettrica, ma a seguito di upgrading, anche di biometano. Questo conferma il potenziale ruolo strategico dell'agricoltura nel connubio che lega sistema rurale e produzione energetica, per garantire integrazione e diversificazione al reddito agricolo, mediante il ricorso alla multifunzionalità, con un importante contributo in ottica di economia circolare.

Attività multifunzionali, secondarie e di supporto all'agricoltura

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. L'Istat, mediante il report annuale "L'andamento dell'economia agricola", traccia un 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.

Il valore complessivo delle attività secondarie e delle attività di supporto è aumentato nel corso degli ultimi anni, passando da 6,3 mld€ nel 2000 a circa 11,5 mld€ del 2018. La produzione di energia rinnovabile (fotovoltaico, biogas, biomasse) ha costituito il 32% del complesso delle attività secondarie, seguita dall'agriturismo (30%).

Il valore delle attività secondarie dell'agricoltura ha superato i 4,6 mld€ nel 2018, di cui oltre 1,3 mld€ provenienti dall'agriturismo (comprese le attività ricreative e sociali e le fattorie didattiche) e 1,5 mld€ dalle energie rinnovabili, così suddivise: 63,4% da fotovoltaico, 29,4% da biomasse da attività agricole e forestali e 7,2% da biogas da deiezioni animali.

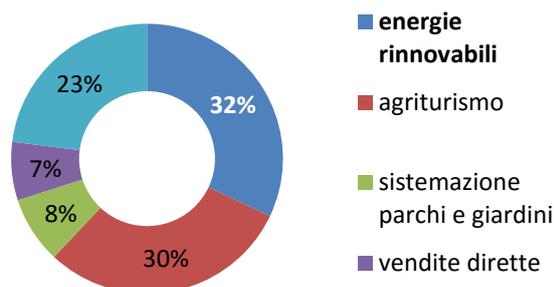
Dal punto di vista territoriale, la produzione di energia solare è maggiormente diffusa tra le aziende localizzate nel Nord Est (40%), mentre la produzione di biogas coinvolge, soprattutto, quelle ubicate nelle regioni del Nord Ovest (58%). La produzione di energia da biomasse solide è di quasi esclusivo appannaggio di operatori economici del Nord Est (83%). Infine, il Sud e le isole emergono, insieme al Nord Est, come gli ambiti territoriali in cui sono più diffuse le aziende che si dedicano alla produzione di altre forme di energia (entrambi con circa il 35%).

Attività secondarie dell'agricoltura: produzioni a valori correnti al 2017 (mln€)

	2010	2015	2016	2017	Distr. % 2017	Var. % (su correnti) 2017/2016	Var. % (su concatenati anno refer. 2010) 2017/2016
ATTIVITA' SECONDARIE							
acquacoltura	7	7,5	7,7	7,8	0,2	1,5	0,3
trasformazione della frutta	141	183,6	190,1	187,1	4,1	-1,6	-3,5
trasformazione del latte	287,3	300,9	269,3	284,3	6,2	5,6	2,8
agriturismo, comprese le attività ricreative e sociali	1108	1188,4	1271,9	1356,8	29,7	6,7	5,1
trasformazione delle carni	294	296,5	302,2	328,4	7,2	8,7	-0,3
energia rinnovabile (ftv, biogas, biomasse)	231,9	1511,7	1451,8	1504,4	32,9	3,6	5,2
lavorazione del legno/artigianato	53	59,4	60,6	60,8	1,3	0,3	-0,2
produzione di mangimi	177	169,4	166	170	3,7	2,4	1,2
sistemazione di parchi e mangimi	309,8	343,9	343,6	350,2	7,7	1,9	0,9
vendite dirette/commercializzazione	252	293,3	294,4	320,4	7	8,8	1,9
Totale	2.861	4.354,6	4.357,6	4.570,2	100	4,9	3,5
Peso % sul valore della produzione agricola	5,9	7,9	8,2	8,4			

Fonte CREA, Annuario dell'agricoltura italiana 2017

Attività secondarie dell'agricoltura nel 2018, composizione percentuale



Fonte: Istat, L'andamento dell'economia agricola 2018

Nel comparto delle energie rinnovabili il ruolo del settore agricolo si sta rafforzando: nello specifico, si conferma negli ultimi anni il trend di crescita del fotovoltaico, la cui produzione di energia, nel primo quadrimestre del 2018, raggiunge 116 MW complessivi, ovvero un incremento del +6,4% rispetto allo stesso periodo del 2017.

Complessivamente, il comparto incide per oltre il 30% sul valore della produzione delle attività secondarie, con 1,5 miliardi di euro nel 2017.

L'interesse dell'agricoltura per le fonti di energia rinnovabili è quanto mai attuale, grazie al contributo fornito per la diversificazione delle attività produttive in un'ottica di sostenibilità ambientale e con una reale possibilità di integrazione del reddito prettamente agricolo.

L'incidenza agroenergetica nella bioeconomia

Per la definizione del valore della produzione viene utilizzato il metodo "quantità per prezzo", che consiste nel moltiplicare le quantità dei prodotti per il loro prezzo medio unitario annuo. La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stimata a partire dai dati relativi all'energia prodotta, espressa in kWh, per i principali settori di attività economica (agricoltura, industria, servizi) rilevati dal GSE. Le quantità di energia prodotta dal settore agricolo vengono poi valorizzate attraverso il prezzo medio di cessione comprensivo anche degli eventuali aiuti.

Il fatturato della bioeconomia al 2017 in UE e Italia (mln€)

	UE		Italia	
	2016	2017	2016	2017
agricoltura, foreste e pesca	474.804	495.288	56.272	57.965
industria agroalimentare	950.000	992.750	113.661	116.616
industria delle bevande	158.976	167.719	19.721	20.589
industria del tabacco	35.606	36.746	454	454
industria tessile e abbigliamento	105.163	107.026	48.295	49.392
industria del legno	173.724	181.819	22.160	23.140
industria della carta	187.612	149.714	22.330	22.865
industria chimica biobased	35.711	38.282	2.409	2.578
industria farmaceutica biobased	126.434	129.215	14.630	15.317
bioplastiche	14.754	15.521	1.726	1.800
bioenergie (biodiesel, bioetanolo ed elettricità da biomasse)	23.025	23.025	3.896	3.957
Totale	2.285.809	2.337.105	305.554	314.674

Fonte: CREA, Annuario dell'agricoltura italiana 2017

Andamento del mercato dei terreni in affitto

Negli ultimi anni il ruolo dell'affitto si è progressivamente consolidato quale 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 possibili cause delle 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 nel 2012 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 che un qualche peso possa essere stato ricoperto anche dall'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 2017 (000€/ha)

Area geografica	Zona altimetrica					Totale	In % sul 2016
	Montagna interna	Montagna litoranea	Collina interna	Collina litoranea	Pianura		
Nord-Ovest	5,8	17,4	25,1	98,8	33,1	26,1	0,1
Nord-Est	38,0		45,0	30,8	44,4	43,0	0,3
Centro	9,2	24,3	14,8	16,6	22,4	14,8	0,0
Meridione	6,5	9,8	12,2	17,0	17,9	12,9	0,3
Isole	5,8	7,2	7,6	8,9	14,3	8,6	0,7
Totale	13,5	8,9	15,8	14,8	31,5	20,3	0,2
In % sul 2016	0,1	0,2	0,9	0,0	0,1	0,2	

Fonte: CREA, L'andamento del mercato fondiario in Italia nel 2017.

Dopo cinque anni di continue svalutazioni il prezzo della terra ha evidenziato un aumento, seppure di debole entità, rispetto all'anno precedente, secondo quanto riportato dall'indagine annuale 2017 sul mercato fondiario, curata dalle sedi regionali del CREA - Centro Politiche e Bioeconomia. Nel 2017 il prezzo medio della terra in Italia è stato pari a poco più di 20.000 €/ha, un valore inferiore a quello che si registra nel Nord Europa, ma sensibilmente superiore a quello di altri paesi dell'area mediterranea. Il valore medio nazionale nasconde una forte differenziazione tra i prezzi delle compravendite nel Nord Italia, stabilmente sopra i 40.000 €/ha nelle regioni del Nord Est, e i prezzi che si registrano nel Mezzogiorno, compresi in media tra 8-13.000 €/ha.

Nei territori che ospitano una maggiore concentrazione di impianti a bioenergie, è il caso delle Province del bacino padano lombardo-emiliano per il biogas, si sono registrate in questo decennio delle sensibili tensioni nei prezzi delle vendite e degli affitti.

Per quanto concerne le superfici in affitto, che ammontano a circa 5,7 milioni di ettari complessivi, queste incidono su circa la metà della SAU totale (46%). Si confermano le dinamiche attive da oltre due decenni, con un incremento netto di oltre 860.000 ettari (+18%) rispetto al 2010. In generale, nel 2017, i principali elementi che continuano ad influenzare il mercato degli affitti sono la scarsa liquidità e le incertezze collegate all'instabilità dei redditi aziendali, che nell'insieme disincentivano gli investimenti in capitale fondiario a favore della scelta di condurre i terreni in affitto.

Biomasse legnose

Il Rapporto nazionale sullo stato delle foreste e del settore forestale – RaF Italia 2017-2018 conferma che, negli ultimi anni, l'uso di prodotti legnosi a scopi energetici sta crescendo rapidamente grazie alla concomitanza di diversi fattori: concorrenzialità rispetto ai prezzi degli idrocarburi, migliorata efficienza dei dispositivi di combustione e riscaldamento domestico e incentivazione delle fonti rinnovabili di energia elettrica che sta stimolando la diffusione di centrali "a biomasse" di varia grandezza.

Tra l'altro, il settore dei combustibili legnosi è contraddistinto da una serie di incertezze specifiche, in particolare tra l'ampio disallineamento presente tra prelievi forestali e consumi nel settore termico.

Per quanto riguarda il settore termico, nel 2017 sono state utilizzate in Italia, nel settore residenziale, oltre 19,7 milioni di tonnellate totali di biomassa solida, per un contenuto energetico complessivo pari a 282.916 TJ; l'andamento dei consumi registra una crescita di oltre 24.000 TJ rispetto al 2016 (+9,5%), legata principalmente al maggior fabbisogno di calore rispetto al 2016. I dati riportati sono calcolati a partire dai risultati dell'Indagine sui consumi energetici delle famiglie condotta dall'Istat nel 2013/14, opportunamente elaborati per tenere conto delle variazioni climatiche, degli utilizzi di biomassa solida per riscaldamento nelle seconde case e delle variazioni nello stock di apparecchi legate alle vendite e alla dismissione di quelli più obsoleti.

Se si considera che l'importazione ufficiale supera relativamente di poco il milione di tonnellate e che l'esportazione è trascurabile in termini quantitativi, resta da chiarire l'origine della discrepanza tra il consumo reale e quello teorico apparente. Ragionevolmente, una minima quota di questo enorme totale proverrebbe da fonti non forestali (potature di siepi, frutteti e alberature, riciclaggio di legname usato, residui di lavorazione dell'industria del legno ecc.), mentre la massima parte deriverebbe da importazioni non registrate (per esempio dovute all'assenza di dogane interne alla UE) e

utilizzazioni boschive che sfuggono alle rilevazioni statistiche correnti, spesso a causa dei limiti operativi delle stesse. A tal proposito, si ricorda che il sistema in uso fino ad un paio di anni fa (attualmente sospeso), pur mirando ad un ideale censimento delle cosiddette “tagliate boschive”, era affetto da varie problematiche metodologiche, non ultima la disomogeneità dei procedimenti autorizzativi adottati dalle Regioni e dalle Provincie Autonome, che sono andati sempre più differenziandosi negli ultimi decenni. Tutto ciò considerato, va evidenziata l’esigenza, unanimemente condivisa dai portatori di interesse del settore, di rilanciare e ammodernare al più presto le statistiche forestali nel loro complesso.

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)

Materie prime elencate nell'allegato IX, parte A, della direttiva 2009/28/CE	2015	2016	2017	2018
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	10,8	7,6	6,8	33,4
e) Paglia	-	-	-	-
f) Concime animale e fanghi di depurazione	-	-	-	-
g) Effluente da oleifici che trattano olio di palma e fasci di frutti di palma vuoti	-	-	-	30,33
h) Pece di tallolio	-	-	-	1,18
i) Glicerina grezza	-	-	-	-
j) Bagassa	-	-	-	-
k) Vinacce e fecce di vino	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	-	-	-	-
Materie prime elencate nell'allegato IX, parte B, della direttiva 2009/28/CE	2015	2016	2017	2018
a) Olio da cucina usato	67,2	72,3	78,6	138,3
b) Grassi animali classificati di categorie 1 e 2 in conformità del regolamento (CE) n. 1069/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio	219,3	314,7	271,6	381,6
Materie prime non elencate nell'allegato IX ma double counting (*)	152,2	378,4	-	-

(*) 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. Tuttavia, ai fini del monitoraggio del target di cui all'articolo 3, paragrafo 4, della direttiva 2009/28/CE tali biocarburanti sono contabilizzati tra i biocarburanti Single Counting a partire dall'anno 2017.

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).

L’Unione europea ha definito negli anni passati una serie di criteri di sostenibilità per garantire che l’uso dei biocarburanti e dei bioliquidi avvenga senza danneggiare la biodiversità e in modo da garantire un reale risparmio delle emissioni. Rispetto ad altri Stati membri, in Italia le colture agroenergetiche destinate alla produzione di biocarburanti ricoprono un ruolo marginale, sia per le condizioni generali di tipo agronomico, sia per i vincoli normativi che limitano la destinazione d’uso dei terreni agricoli a fini energetici.

Pertanto, l’impatto complessivo sulla Superficie Agricola Utilizzata – e di conseguenza su ambiti strettamente connessi quali biodiversità, risorse idriche e qualità del suolo – risulta 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 confermarsi Paese trasformatore di 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), la cui distinzione nelle statistiche nazionali tra impiego energetico e non energetico, non risulta ben mappata. Poiché alcune migliaia di ettari di colture energetiche risultano coltivate ai fini della produzione di bioliquidi e biocarburanti, tali coltivazioni di colture dedicate non impattano in modo significativo sull’ecosistema locale e sulla biodiversità.

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.

Diverse le incidenze che si potrebbero registrare qualora si facesse ricorso a un impiego massiccio di colture intensive energetiche, rinunciando alle tradizionali rotazioni che coinvolgono in primis cereali e foraggi: impoverimento idrico, assenza di rotazioni cicliche, riconversione di pascoli e prati permanenti, uso massiccio di fitofarmaci, inquinamento del sottosuolo e minacce all’avifauna.

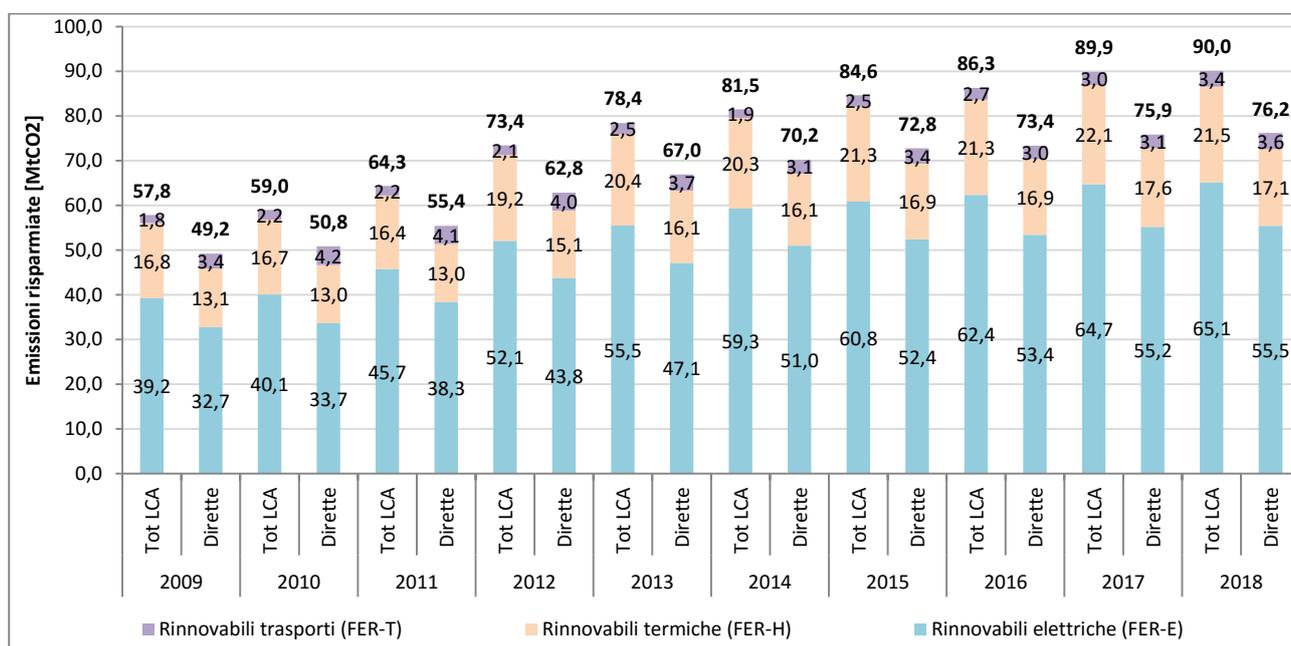
10. Stimare la riduzione netta delle emissioni di gas a effetto serra conseguita con l'uso di energia da fonti rinnovabili (articolo 22, paragrafo 1, lettera k), della direttiva 2009/28/CE).

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 2018. 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 dell'aggiustamento 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 58 milioni di tonnellate di CO₂eq evitate nel 2009 a quasi 90 milioni nel 2018. 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 CO₂eq)

	2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	Tot LCA	Dirette																		
FER Elettriche	39,2	32,7	40,1	33,7	45,7	38,3	52,1	43,8	55,5	47,1	59,3	51,0	60,8	52,4	62,4	53,4	64,7	55,2	65,1	55,5
FER Termiche	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	21,3	16,9	22,1	17,6	21,5	17,1
FER Trasporti	1,8	3,4	2,2	4,2	2,2	4,1	2,1	4,0	2,5	3,7	1,9	3,1	2,5	3,4	2,7	3,0	3,0	3,1	3,4	3,6
Totale FER	57,8	49,2	59,0	50,8	64,3	55,4	73,4	62,8	78,4	67,0	81,5	70,2	84,6	72,8	86,3	73,4	89,9	75,9	90,0	76,2



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: CO₂, CH₄ ed N₂O valutate in termini di CO₂eq attraverso i fattori di conversione adottati negli ultimi inventari nazionali delle emissioni di gas serra pari a 1 per la CO₂, 298 per N₂O e 25 per CH₄.

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 degli adempimenti previsti per gli Stati Membri dal Regolamento (UE) 2018/2000 del 12 dicembre 2018, l'Italia ha redatto il Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC) con il quale sono stati individuati gli obiettivi da raggiungere entro il 2030, con le relative traiettorie di avvicinamento, e le politiche e misure necessarie.

Le elaborazioni di scenario sviluppate nell'orizzonte 2030, portano a stimare che al 2020 la quota di consumi finali coperti mediante le rinnovabili possa attestarsi fino al 19%, fermo restando l'impegno vincolante per l'Italia a raggiungere il 17% assegnato in ambito comunitario.

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 fino al 2020.

Dai dati relativi ai consumi finali di energia da fonti rinnovabili per gli anni fino al 2018 e dalla stima di questi per il 2019 e il 2020, sono stati ricavati per differenza i dati effettivi (fino al 2018) e una stima per gli anni futuri della produzione eccedentaria o deficitaria.

Si può stimare che il surplus italiano nella produzione di energia da fonti rinnovabili, pur riducendosi, rimanga in attivo fino al 2020. In tabella 7 il surplus al 2020 è calcolato considerando il dato di stimato nel PNIEC di quota di copertura dei consumi finali lordi da rinnovabili (19%). In considerazione dei diversi elementi di incertezza sull'evoluzione della domanda di energia e del mix delle diverse fonti, è naturalmente possibile adottare approcci di stima più cautelativi – pur confermando anche in tali approcci il raggiungimento dell'obiettivo vincolante al 2020 - che porterebbero a ridurre il surplus di energia da FER.

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)^{38, 39}

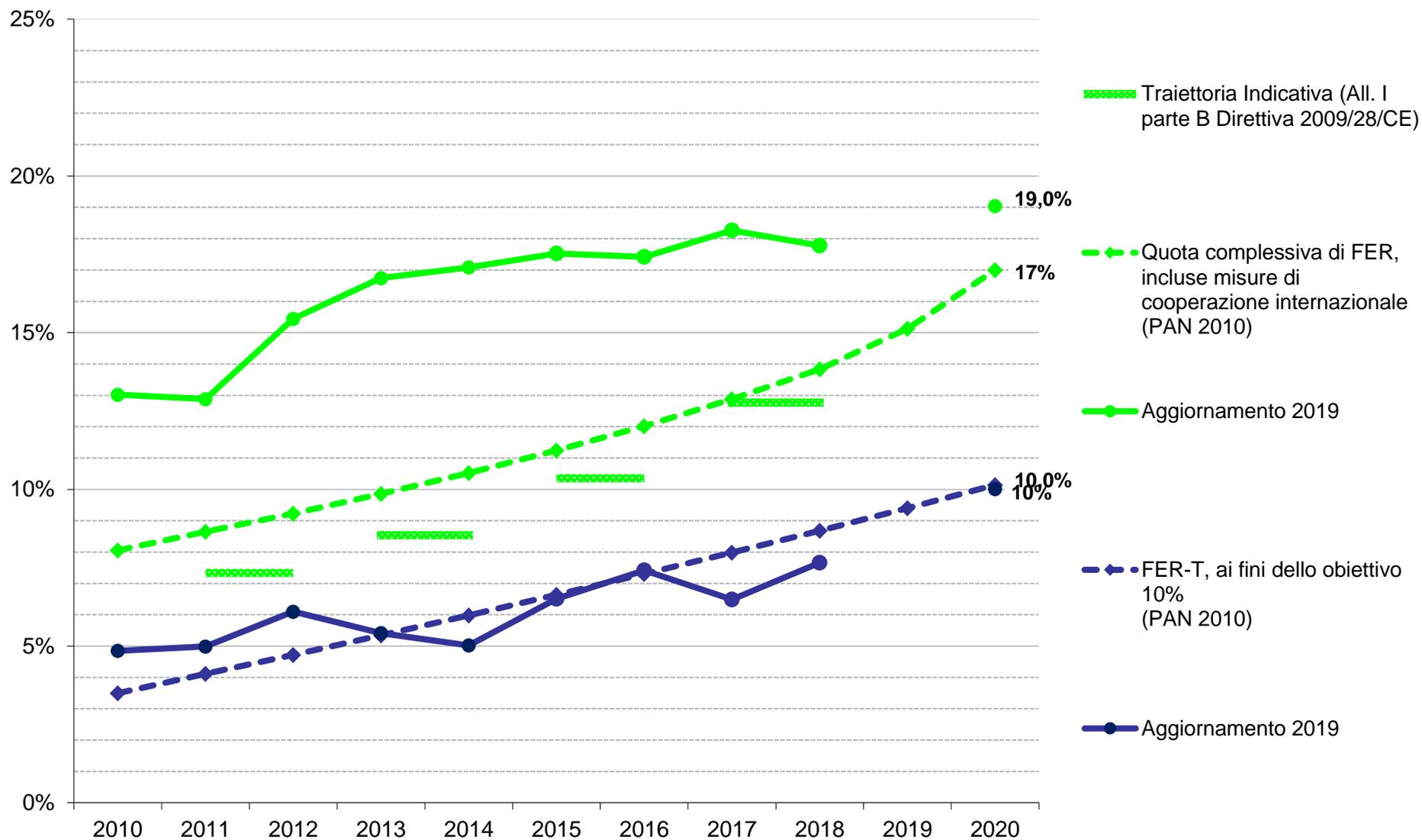
	Consuntivo										Previsioni	
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Produzione effettiva/stimata eccedentaria o deficitaria	8.324	8.613	7.405	10.011	10.936	9.344	9.456	7.803	7.555	5.148	3.805	2.462

Sulla base dei dati registrati negli ultimi due anni e delle previsioni del PNIEC, nelle tre figure che seguono sono ipotizzati nuovi scenari ("aggiornamento 2019") di copertura dei consumi finali mediante le fonti energetiche rinnovabili, rispetto agli scenari previsti nel PAN.

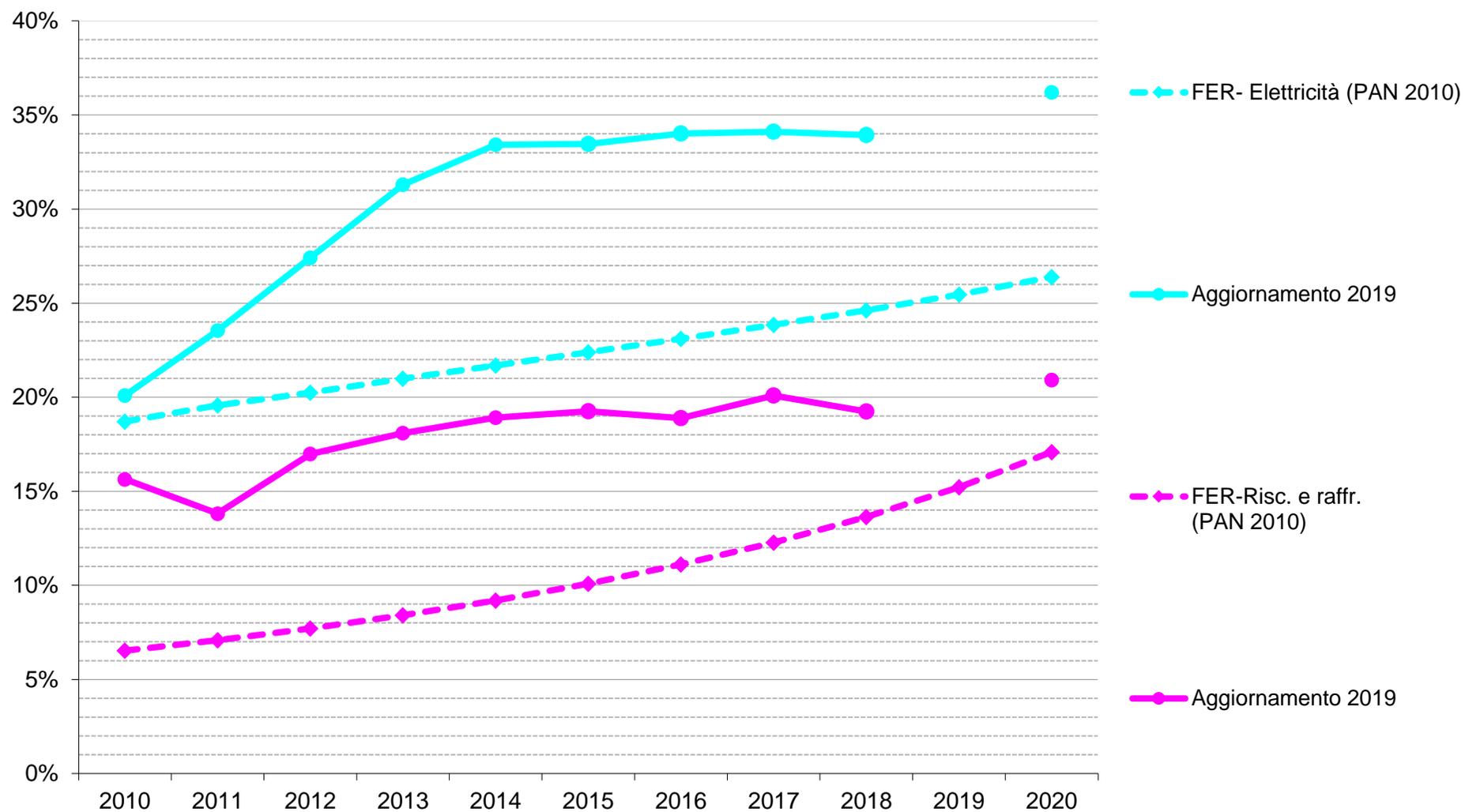
³⁸Usare i dati attuali per comunicare la produzione eccedentaria nei due anni civili precedenti la presentazione della relazione e le stime per gli anni seguenti fino al 2020. In ciascuna relazione lo Stato membro ha la possibilità di correggere i dati forniti nelle relazioni precedenti.

³⁹Nella compilazione della tabella, per la produzione deficitaria inserire la carenza di produzione usando numeri negativi (per es. -x ktep).

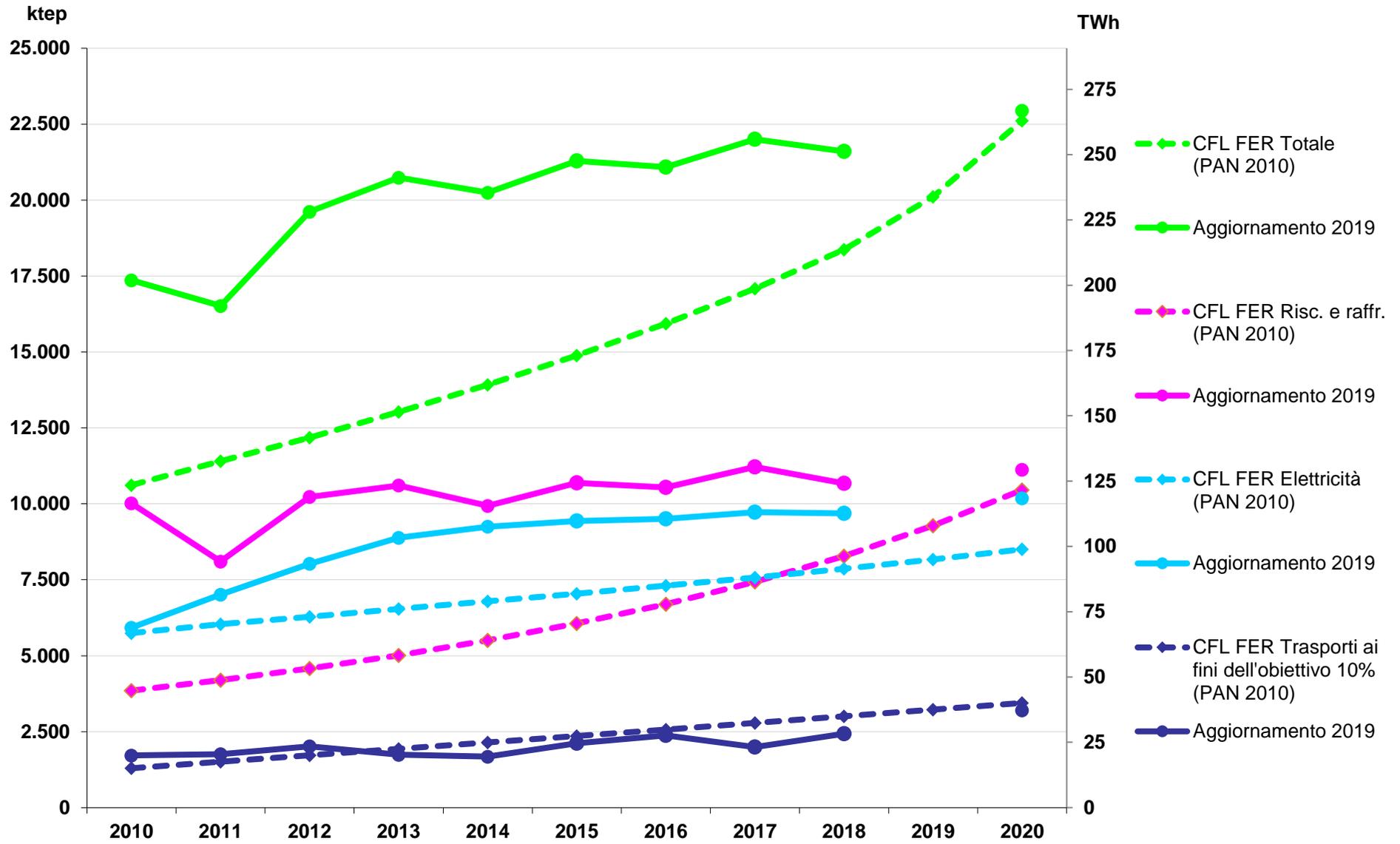
Quota FER dei consumi finali lordi: totale e settore trasporti ai fini dell'obiettivo del 10%



**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 l'incentivazione, ai fini del conseguimento degli obiettivi nazionali in materia di energie rinnovabili, dell'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.

Alla fine del 2018 non erano 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.

Gruppo di materie prime	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Cereali e altre amidacee	68,3	7,9	17,2	24,4	30,0	32,4
Zuccheri	3,4	-	3,2	6,6	3,0	0,1
Colture oleaginose	1.627,9	1.576,8	1.434,9	1.063,9	848,3	791,9

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). Sembra rilevante anticipare che lo stesso approccio è stato seguito anche per la finalizzazione del Piano Nazionale Energia e Clima redatto sulla base del Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio 2016/0375 sulla Governance dell'Unione dell'energia. La consultazione si è svolta nel corso del 2019 e ha coinvolto soggetti istituzionali, cittadini, operatori del settore pubblici e privati, associazioni di categoria e esperti.

Alla consultazione effettuata nel corso del 2010 parteciparono oltre 50 tra istituzioni, associazioni ambientaliste, di categoria e organizzazioni di settore (tra cui anche quelle dei consumatori) che furono direttamente coinvolte dal Ministero nell'ambito della predisposizione 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.

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).

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 stabilito 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 2018 si stima una riduzione delle emissioni dirette connesse alla produzione da fonti rinnovabili pari a 65,1 MtCO_{2eq}, con una crescita delle emissioni evitate di circa il 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 2009-2018 (MtCO_{2eq}/anno)

	2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	Tot LCA	Diret te																		
BIOGAS	1,0	0,9	1,1	1,0	1,7	1,6	2,2	2,1	3,2	3,3	3,6	3,8	3,7	3,8	3,8	3,9	4,0	3,9	4,1	
BIOLICUIDI	0,6	0,8	1,1	1,5	0,9	1,3	1,0	1,4	1,2	1,7	1,4	2,0	1,6	2,3	1,8	2,2	1,8	2,1	1,8	2,1
BIOMASSE SOLIDE	2,5	2,2	2,3	2,0	2,4	2,1	2,4	2,1	2,9	2,6	3,1	2,8	3,2	2,9	3,4	3,0	3,5	3,1	3,5	3,1
EOLICA	4,7	4,0	5,7	4,8	6,3	5,2	7,4	6,2	8,3	6,9	9,0	7,5	9,4	7,9	10,2	8,6	10,7	9,0	11,1	9,3
GEOTERMICA	3,5	2,9	3,2	2,6	3,2	2,6	3,2	2,6	3,2	2,6	3,4	2,8	3,6	3,0	3,8	3,1	3,7	3,1	3,7	3,0
IDROELETTRICA	26,5	21,7	25,5	20,8	25,1	20,4	25,2	20,4	24,9	20,2	25,9	21,2	26,0	21,2	26,4	21,5	26,7	21,7	27,5	22,5
SOLARE	0,4	0,4	1,1	1,0	6,2	5,1	10,7	8,9	11,9	9,9	12,8	10,8	13,3	11,3	13,0	11,0	14,5	12,2	13,5	11,4
TOTALE FER-E	39,2	32,7	40,1	33,7	45,7	38,3	52,1	43,8	55,5	47,1	59,3	51,0	60,8	52,4	62,4	53,4	64,7	55,2	65,1	55,5
EMISSIONI EVITATE SPECIFICHE [g/kWh]	626	522	582	489	561	470	558	469	537	456	551	474	554	478	564	483	572	488	578	492

La metodologia utilizzata per la stima della riduzione delle emissioni associata 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:

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

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

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

dove *FFS* sono le fonti fossili sostituite, *FS_{FFS}* è il fattore di sostituzione della singola tecnologia a fonte fossile [%], *FE_{FFS}* è il fattore di emissione della singola tecnologia fossile marginale, inteso come emissione per produrre l'unità di energia elettrica lorda [g/kWh], *FE_{FER}* 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 Energetici⁴⁰, integrati con le statistiche pubblicate da Terna-Gestore Rete Elettrica Nazionale⁴¹. 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.

⁴⁰ <http://www.gse.it/it/Statistiche/RapportiStatistici/Pagine/default.aspx>

⁴¹ http://www.terna.it/default/home_en/electric_system/statistical_data.aspx

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 elaborati da GSE a parti dai database aziendali contenente i valori emissivi certificati per le diverse di partite di bioliquidi immessi in consumo nel paese.

La CO₂ prodotta nella fase di esercizio delle bioenergie è stata considerata nulla, mentre gli altri gas serra (CH₄, N₂O) 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 solide⁴². 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 Terna⁴³) e sulla base dell'indice di tecnologia marginale zonale orario (dati statistici GME – Gestore Mercati Energetici⁴⁴). Effettuando una media ponderata dell'indice di tecnologia marginale orario zonale sulla base della produzione oraria e zonale di ciascuna fonte FER⁴⁵, 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'analisi⁴⁶, 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 JRC⁴⁷. Al fine di limitare alcune oscillazioni riconducibili a contingenze di mercato temporanee poco significative in termini di emissioni l'indice è mediato su base triennale mobile

Tabella II.2: Mix fossile sostituito associato alla produzione di energia elettrica da FER nel 2017-2018

	2017						2018					
	Carbone	CCGT	Olio	MCI	TG	Import	Carbone	CCGT	Olio	MCI	TG	Import
BIOGAS	22,9%	54,7%	0,6%	16,8%	0,4%	4,6%	23,9%	54,0%	0,3%	17,9%	0,3%	3,6%
BIOLQUIDI	22,9%	54,7%	0,6%	16,8%	0,4%	4,6%	23,9%	54,0%	0,3%	17,9%	0,3%	3,6%
BIOMASSE SOLIDE	22,9%	54,7%	0,6%	16,8%	0,4%	4,6%	23,9%	54,0%	0,3%	17,9%	0,3%	3,6%
EOLICA	27,9%	56,8%	1,6%	9,0%	0,9%	3,9%	27,0%	58,5%	1,4%	9,6%	0,7%	2,9%
GEOTERMICA	23,8%	54,1%	0,2%	17,0%	0,3%	4,6%	23,2%	53,8%	0,1%	19,0%	0,3%	3,6%
IDROELETTRICA	19,3%	52,8%	0,2%	22,6%	0,3%	4,9%	20,6%	50,4%	0,1%	24,6%	0,3%	4,0%
SOLARE	25,1%	56,1%	0,4%	15,1%	0,4%	2,9%	24,7%	55,3%	0,3%	16,9%	0,3%	2,6%

⁴² Per le biomasse solide da rifiuti il fattore emissivo è stato assunto nullo in quanto considerato di pertinenza della filiera dei rifiuti

⁴³ http://www.terna.it/default/home_en/electric_system/transparency_report_en/generation.aspx

⁴⁴ <http://www.mercatoelettrico.org/it/download/DatiStorici.aspx>

⁴⁵ 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

⁴⁶ 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.

⁴⁷ 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 2015-2018 (gCO₂/kWh)

	2015		2016		2017		2018	
	Tot LCA	Dirett e						
BIOGAS	587	480	596	486	603	492	611	498
BIOLQUIDI	587	480	596	486	603	492	611	498
BIOMASSE SOLIDE	587	480	596	486	603	492	611	498
EOLICA	623	515	630	521	632	521	631	519
GEOTERMICA	593	486	608	498	606	494	606	494
IDROELETTRICA	571	462	576	465	584	472	593	480
SOLARE	599	492	609	499	615	502	616	503
TOTALE FER-E	588	480	596	486	602	490	608	495

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 nel settore terziario e biomasse nel settore residenziale.

Tabella II.4: Riduzioni nette di emissioni associate all'impiego di fonti rinnovabili per usi termici nel periodo 2009-2018 (MtCO₂eq/anno)

	2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	Tot LCA	Dirett e																		
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	0,7	0,6	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	8,1	9,9	7,9	10,5	8,4	10,0	8,1
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	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	0,7	0,7	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	0,4	0,3	0,4	0,3
BIOLQUIDI	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	0,1	0,1	0,2	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	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	0,6	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	9,2	7,0	9,0	6,9
TOTALE FER-H	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	21,3	16,9	22,1	17,6	21,5	17,1
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	68,2	54,2	67,7	53,8	67,9	54,0	67,2	53,4	67,5	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 consumo⁴⁸. 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.

⁴⁸ 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.

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 fossili⁴⁹. 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 (85% legna e 15% pellet nel 2018).

La CO₂ prodotta nella fase di esercizio delle bioenergie è stata considerata nulla mentre gli altri gas serra (CH₄, N₂O) 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 2009-2018 (MtCO₂eq/anno)

	2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015		2016		2017		2018	
	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	0,0	0,0	0,0	0,0
BIOETBE	0,1	0,3	0,1	0,4	0,1	0,3	0,1	0,3	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
BIODIESEL	1,7	3,1	2,1	3,8	2,0	3,8	2,0	3,7	2,4	3,5	1,9	3,1	2,4	3,4	2,6	2,9	2,9	3,0	3,4	3,5
TOTALE FER-T	1,8	3,4	2,2	4,2	2,2	4,1	2,1	4,0	2,5	3,7	1,9	3,1	2,5	3,4	2,7	3,0	3,0	3,1	3,4	3,6
EMISSIONI EVITATE SPECIFICHE [g/MJ]	37,5	71,0	36,8	70,4	36,9	70,4	36,8	70,2	47,9	70,3	43,2	70,7	51,1	70,5	61,0	69,3	67,1	69,3	65,9	69,2

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/BIOETBE e biodiesel 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.

⁴⁹ 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.

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 ISPRA⁵⁰ e calcolati sulla base del programma di stima Copert v.5.2.2 (EMISIA SA, 2019).

Per quanto riguarda le emissioni dei biocarburanti in fase di esercizio, si assume che siano nulle le emissioni di CO₂, mentre le emissioni di CH₄ e N₂O 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.

⁵⁰ Disponibili su <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/serie-storiche-emissioni/dati-trasporto-strada/view>