

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

Dicembre 2013



INDICE

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).	7
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).	18
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).	20
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).	24
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).	48
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).	49
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), della direttiva 2009/28/CE).	51
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).	52

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).....	54
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).....	58
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).....	59
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).....	60
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).....	62
11.1. Illustrare in dettaglio la normativa in materia di trasferimenti statistici, progetti comuni e decisioni di regimi di sostegno comuni.	66
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).....	67
Allegato – Metodologia utilizzata per la stima della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra in Italia	68

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

Premessa: nelle tabelle che seguono si è scelto di riportare non solo i dati relativi al biennio 2011-2012, ma anche quelli relativi al biennio 2009-2010. Ciò perché alcuni dati relativi al biennio 2009-2010 che erano contenuti nel primo Progress Report sono stati aggiornati conformemente all'aggiornamento delle regole e metodologie Eurostat o alla nuova disponibilità di dati.

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

	2009	2010	2011	2012
EFR – Risc. e raffr.[1] ² (%)	8,97%	10,67%	12,49%	12,81%
EFR-E[2] ³ (%)	18,81%	20,09%	23,55%	27,42%
EFR-T[3] ⁴ (%)	3,69%	4,58%	4,69%	5,84%
Quota complessiva di EFR[4]⁵ (%)	9,25%	10,63%	12,27%	13,53%
di cui (%) dal meccanismo di cooperazione[5] ⁶	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
surplus (%) per il meccanismo di cooperazione ⁷ [6]	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabella 1a: tabella di calcolo per il contributo dell'energia rinnovabile di ciascun settore al consumo finale di energia (ktep)

	2009	2010	2011	2012
(A) Consumo finale lordo di EFR per riscaldamento e raffreddamento	5.109,2	6.465,0	7.217,7	7.387,5
(B) Consumo finale lordo di elettricità da EFR	5.245,4	5.770,9	6.838,1	7.839,8
(C) Consumo finale lordo di energia da EFR nei trasporti	1.288,6	1.572,9	1.575,3	1.551,6
(D) Consumo totale lordo di EFR⁸	11.643,2	13.808,9	15.631,2	16.778,9
(E) trasferimento di EFR ad altri Stati membri	0,0	0,0	0,0	0,0
(F) Trasferimento di EFR da altri Stati membri e paesi terzi	0,0	0,0	0,0	0,0
(G) Consumo di EFR adeguato all'obiettivo (D)-(E)+(F)	11.643,2	13.808,9	15.631,2	16.778,9

Nota: Le componenti B e C non sono esattamente confrontabili con i valori riportati nella precedente versione del Progress Report e con il PAN, perché le tabelle attuali sono generate automaticamente dal file SHARES creato da Eurostat e nella più recente versione di tale file i consumi di elettricità nei trasporti sono attribuiti alla componente C, mentre nel PAN e nel precedente Progress Report erano attribuiti alla componente B. Infine, alla luce dell'emanazione di nuovi regolamenti tecnici (ad esempio sulle procedure di contabilizzazione dell'energia da pompe di calore) e di nuove disponibilità di dati, sono state modificate le serie storiche di alcuni dati che concorrono alla misura della componente A.

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

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

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 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'elettricità⁹

	2009		2010		2011		2012	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Energia idroelettrica¹⁰	21.371	42.279	21.520	43.391	21.737	44.012	21.880	44.141
senza pompaggio	13.827	26.296	13.976	29.856	14.193	33.283	14.326	36.303
<1MW	451	1.199	509	1.503	548	1.765	570	1.974
1MW-10 MW	2.137	4.907	2.155	5.529	2.271	6.351	2.335	7.018
>10MW	11.239	20.189	11.312	22.823	11.374	25.168	11.421	27.311
con pompaggio	3.957	4.305	3.957	3.290	3.957	1.934	3.957	1.979
mista ¹¹	3.587	2.070	3.587	2.135	3.587	2.178	3.598	2.165
Geotermica	695	5.342	728	5.376	728	5.654	728	5.592
Solare	1.142	676	3.470	1.906	12.773	10.796	16.420	18.862
<i>fotovoltaico</i>	1.142	676	3.470	1.906	12.773	10.796	16.420	18.862
<i>energia solare a concentrazione</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
Da maree, moto ondoso e correnti marine	0							
Energia eolica:	4.879	6.830	5.794	8.787	6.918	10.266	8.102	12.402
<i>on-shore</i>	4.879	6.830	5.794	8.787	6.918	10.266	8.102	12.402
<i>off-shore</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomassa¹²	1.871	7.557	2.183	9.440	2.631	10.832	3.555	12.342
<i>quota rinnovabile (biodegradabile) dei rifiuti</i>	703	1.616	716	2.047	742	2.208	754	2.163
<i>biomassa solida</i>	438	2.828	406	2.261	421	2.522	538	2.582
<i>biogas</i>	359	1.665	480	2.054	732	3.405	1.274	4.620
<i>bioliquidi</i>	371	1.448	581	3.078	736	2.698	989	2.977
TOTALE	29.958	62.684	33.695	68.899	44.787	81.561	50.685	93.339
<i>di cui in cogenerazione</i>	718	2.379	858	3.251	1.084	4.224	1.642	5.193

Nota 1: Se dal totale dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in ciascun anno si sottrae la quota conteggiata nei trasporti (pari a 1.681 GWh nel 2009, 1.783 GWh nel 2010, 2.033 GWh nel 2011, 2.162 GWh nel 2012) si ottiene, per ciascun anno, il valore del consumo finale lordo di elettricità da fonti rinnovabili riportato nella riga B della Tabella 1a.

Nota 2: Nella precedente versione del Progress Report e nel PAN la quota biodegradabile dei rifiuti era inclusa nelle biomasse solide.

Nota 3: Nella precedente versione del Progress Report e nel PAN le potenze indicate erano quelle lorde (mentre in questa versione sono nette) e non era considerata tutta la potenza degli impianti idroelettrici di pompaggio (come in questa versione) ma solo quella virtualmente imputabile agli apporti naturali.

⁹ Agevola il confronto con la tabella 10a dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

¹⁰ Normalizzata conformemente alla direttiva 2009/28/CE e alla metodologia Eurostat.

¹¹ Conformemente alla nuova metodologia Eurostat.

¹² 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 energia¹³) 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)¹⁴

	2009	2010	2011	2012
Energia geotermica (escluso calore geotermico a bassa temperatura nelle applicazioni di pompe di calore)	213	139	139	134
Solare	85	134	140	155
Biomassa¹⁵	2.725	3.927	4.481	4.485
<i>biomassa solida</i>	2.621	3.815	4.044	4.210
<i>biogas</i>	19	26	330	183
<i>bioliquidi</i>	28	25	22	21
<i>quota rinnovabile dei rifiuti</i>	56	62	86	71
Energia rinnovabile da pompe di calore	2.087	2.264	2.457	2.613
<i>di cui aerotermica</i>	2.043	2.215	2.400	2.548
<i>di cui geotermica</i>	39	45	51	58
<i>di cui idrotermica</i>	4	5	6	6
TOTALE	5.109	6.465	7.218	7.388
di cui teleriscaldamento ¹⁶	137	144	161	171
di cui biomassa in nuclei domestici ¹⁷	2.240	3.437	3.545	3.619

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)^{18, 19}

	2009	2010	2011	2012
Bioetanolo/ bio-ETBE	92	122	114	103
<i>di cui biocarburanti²⁰ ex Art. 21, par. 2</i>	0	0	7	3
<i>di cui importati²¹</i>	51	50	50	45
Biodiesel	1.052	1.297	1.286	1.262
<i>di cui biocarburanti²² ex Art. 21, par. 2</i>	38	38	57	338
<i>di cui importati²³</i>	346	592	764	1.009
Idrogeno da fonti rinnovabili	0	0	0	0
Elettricità da fonti rinnovabili	145	153	175	186
<i>di cui nel trasporto su strada</i>	0	4	5	5
<i>di cui nel trasporto non su strada</i>	145	149	170	181
Altre (ad esempio biogas, oli vegetali ecc)	0	0	0	0
<i>di cui biocarburanti²⁴ Art. 21, par. 2</i>	0	0	0	0
TOTALE	1.289	1.573	1.575	1.552
TOTALE con fattori moltiplicatori utilizzati nel numeratore ai fini dell'obiettivo trasporti	1.327	1.617	1.647	1.899

¹³Usò diretto e teleriscaldamento ai sensi dell'articolo 5, paragrafo 4, della direttiva 2009/28/CE.

¹⁴Agevola il confronto con la tabella 11 dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

¹⁵ 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.

¹⁶ Teleriscaldamento e/o teleraffreddamento nel consumo totale per riscaldamento e raffreddamento da fonti rinnovabili.

¹⁷ Rispetto al consumo totale per riscaldamento e raffreddamento da fonti rinnovabili.

¹⁸Per 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.

¹⁹Agevola il confronto con la tabella 12 dei piani di azione nazionali per le energie rinnovabili.

²⁰ Biocarburanti di cui all'articolo 21, paragrafo 2, della direttiva 2009/28/CE.

²¹ Rispetto alla quantità totale di bioetanolo/bio-ETBE.

²² Biocarburanti di cui all'articolo 21, paragrafo 2, della direttiva 2009/28/CE.

²³ Rispetto alla quantità totale di biodiesel.

²⁴ Biocarburanti di cui all'articolo 21, paragrafo 2, della direttiva 2009/28/CE.

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)	Normativa - Finanziaria	Il D.M. 28/12/2012 ha stabilito che tramite il meccanismo dei TEE deve essere perseguito un risparmio energetico annuo pari a: <ul style="list-style-type: none"> • 4,6 Mtep di energia primaria al 2013; • 6,2 Mtep di energia primaria al 2014; • 6,6 Mtep di energia primaria al 2015; • 7,6 Mtep di energia primaria al 2016. 	Soggetti obbligati: <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. Soggetti volontari: <ul style="list-style-type: none"> • Società di Servizi Energetici (SSE); • Società con obbligo di nomina dell'energy manager (SEM); • Società controllate dai distributori obbligati; • Distributori di energia elettrica 	<p><i>Misura esistente e implementata, prevista dal PAN.</i></p> <p>Il meccanismo, introdotto nel 2004, è stato aggiornato, tra l'altro, dal D.Lgs. 28/2011 e dal Decreto Ministeriale 28/12/2012.</p> <p>Le principali modifiche introdotte hanno riguardato:</p> <ul style="list-style-type: none"> • l'inserimento di obiettivi quantitativi nazionali annui di risparmio energetico per il quadriennio 2013-2016; • l'introduzione dei Titoli di tipo IV, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati mediante schede standardizzate; • l'introduzione dei Titoli di tipo V, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati attraverso modalità diverse da quelle previste per i titoli di tipo IV; • la riduzione delle soglie minime di energia risparmiata per la presentazione di progetti pari a 20 tep, 40 tep e 60 tep rispettivamente per progetti standard, analitici e a consuntivo; • l'introduzione dei coefficienti di durabilità che moltiplicano i risparmi energetici per tenere conto dei casi in cui la vita tecnica degli interventi supera la loro vita utile, ossia il periodo di diritto all'emissione dei certificati; • l'inserimento di nuovi soggetti volontari con determinati requisiti che possono prendere parte al meccanismo; • l'introduzione di 18 nuove schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria applicabili per la presentazione di richieste di verifica e certificazione; • la previsione di premi espressi in termini di coefficienti moltiplicativi del numero di certificati per i grandi progetti infrastrutturali, industriali e nei trasporti. 	2005 - n.d.

Detrazione fiscale per ristrutturazioni edilizie	Finanziaria	Raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica e di produzione di energia da FER	<p>o gas non soggetti all'obbligo;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Imprese operanti nei settori industriale, civile, terziario, agricolo, trasporti e servizi pubblici, compresi gli Enti pubblici, che provvedano alla dell'energy manager oppure siano certificati ISO 50001. 	<p>Utenti finali titolari di edifici esistenti</p>	<p>o gas non soggetti all'obbligo;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Imprese operanti nei settori industriale, civile, terziario, agricolo, trasporti e servizi pubblici, compresi gli Enti pubblici, che provvedano alla dell'energy manager oppure siano certificati ISO 50001. 	<p>Detrazione fiscale per ristrutturazioni edilizie</p>	Finanziaria	Raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica e di produzione di energia da FER	<p>Utenti finali titolari di edifici esistenti</p>	<p><i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i></p> <p>Misura istituita dalla Legge Finanziaria 1998 e successivamente prorogata da più provvedimenti normativi che prevede la possibilità di detrarre dall'IRPEF (l'imposta sul reddito delle persone fisiche) una parte degli oneri sostenuti per ristrutturare le abitazioni e le parti comuni degli edifici residenziali situati nel territorio dello Stato.</p> <p>A seguito delle più recenti novità normative, introdotte dal D.L. n. 83/2012, dal D.L. n. 63/2013 e dalla Legge di Stabilità 2014, i contribuenti possono usufruire delle seguenti detrazioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> • per le spese sostenute nel 2012, la misura della detrazione è pari al 36% degli importi spesi fino al 25 giugno 2012, per un ammontare massimo di spesa di 48.000 euro per ciascuna unità immobiliare e al 50% delle spese sostenute dal 26 giugno 2012 fino a fine anno, con un limite massimo di 96.000 euro per ciascuna unità immobiliare. • per le spese sostenute nel 2013 e 2014, la detrazione è pari al 50% degli importi spesi, con un limite massimo di spesa di 96.000 euro per ciascuna unità immobiliare e tenendo conto, in caso di mera prosecuzione dei lavori, delle spese sostenute negli anni precedenti. • per le spese sostenute nel 2015, la detrazione fiscale sarà ridotta al 40%; • dal 1° gennaio 2016, la detrazione fiscale diventerà una misura strutturale e tornerà ad essere pari al 36% delle spese sostenute. <p>Tra le varie tipologie di lavori per i quali è prevista la detrazione fiscale rientrano anche gli "interventi finalizzati alla cablaggio 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</p>	1998-n.d.
--	-------------	---	---	--	---	---	-------------	---	--	--	-----------

Detrazione fiscale per riqualificazioni energetiche	Finanziaria	Raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica e di produzione di energia termica da FER	Utenti finali titolari di edifici esistenti	<p>finalizzati al risparmio energetico è equiparata a tutti gli effetti la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili asserviti ad unità abitative.</p> <p><i>Misura esistente e implementata, prevista dal PAN.</i></p> <p>Misura istituita dalla Legge Finanziaria 2007 e successivamente prorogata e potenziata da più provvedimenti normativi che prevede la possibilità di detrarre dall'IRPEF (l'imposta sul reddito delle persone fisiche) o dall'IRRES (Imposta sul Reddito delle Società) una parte degli oneri sostenuti per la riqualificazione energetica degli edifici.</p> <p>A seguito delle più recenti novità normative, introdotte dal D.L. n. 83/2012, dal D.L. n. 63/2013 e dalla Legge di Stabilità 2014, la percentuale delle spese detraibili è stata fissata pari a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 55% delle spese sostenute fino al 5 giugno 2013 • 65% delle spese sostenute dal 6 giugno 2013 fino al 31 dicembre 2014 (fino al 30 giugno 2015 se gli interventi di riqualificazione energetica sono sostenuti su parti comuni di edifici condominiali o che interessino tutte le unità immobiliari di cui si compone il singolo condominio) • 50% delle spese sostenute dal 1° gennaio al 31 dicembre 2015 (fino al 30 giugno 2016 se gli interventi di riqualificazione energetica sono sostenuti su parti comuni di edifici condominiali o che interessino tutte le unità immobiliari di cui si compone il singolo condominio); • successivamente a tali date la misura diventerà strutturale al 36%. <p>Gli interventi ammessi sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> • interventi di riqualificazione energetica di edifici esistenti, che ottengono un valore limite di fabbisogno di energia primaria annuo per la climatizzazione invernale inferiore di almeno il 20% rispetto ai valori riportati in un'apposita tabella (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 i requisiti di trasmittanza termica U, espressa in W/mqK, in un'apposita tabella); • 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 €); • interventi di 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 €); • interventi di sostituzione di scaldacqua tradizionali con scaldacqua a pompa di calore dedicati alla produzione di acqua calda sanitaria (detrazione massima 30.000 €).
				2007–n.d.

<p>Contributi per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e per interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni (D.Lgs. 28/2011, art. 28 e D.M. 28/12/2012 "Conto Termico")</p>	<p>Finanziaria</p>	<p>Raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica e di produzione di energia termica da FER</p>	<p>Amministrazioni pubbliche e soggetti privati (persone fisiche, condomini e soggetti titolari di reddito di impresa o di reddito agrario)</p>	<p>2012 – n.d.</p> <p><i>Misura esistente e implementata, prevista dal PAN.</i></p> <p>Il D.Lgs. 28/2011 prevede che dal 2012 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. Il periodo di diritto all'incentivo non può essere superiore a dieci anni.</p> <p>Secondo quanto operativamente disciplinato dal Decreto Ministeriale del 28/12/2012 gli interventi incentivabili si riferiscono sia all'efficientamento dell'involucro di edifici esistenti (coibentazione pareti e coperture, sostituzione serramenti e installazione schermature solari) sia alla sostituzione di impianti esistenti per la climatizzazione invernale con impianti a più alta efficienza (caldaie a condensazione) sia alla sostituzione o, in alcuni casi, alla nuova installazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili (pompe di calore, caldaie, stufe e camini a biomassa, impianti solari termici anche abbinati a tecnologia solar cooling per la produzione di freddo). Il nuovo decreto introduce anche incentivi specifici per la Diagnosi Energetica e la Certificazione Energetica, se abbinate, a certe condizioni, agli interventi sopra citati. L'incentivo è un contributo alle spese sostenute e sarà erogato in rate annuali per una durata variabile (fra 2 e 5 anni) in funzione degli interventi realizzati.</p> <p>Il decreto stanzia fondi per una spesa annua cumulata massima di 200 mln di euro per gli interventi realizzati o da realizzare dalle Amministrazioni pubbliche e una spesa annua cumulata pari a 700 mln di euro per gli interventi realizzati da parte dei soggetti privati.</p>
<p>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)</p>	<p>Normativa</p>	<p>50% copertura consumi di acqua calda sanitaria, e percentuale variabile di copertura dei consumi di riscaldamento e raffrescamento</p>	<p>Utenti finali titolari di edifici di nuova costruzione o ristrutturazione</p>	<p>Giugno 2012 – n.d.</p> <p><i>Misura esistente e 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 sotto elencate 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 2016; • il 50% quando la richiesta del pertinente titolo edilizio è rilasciato dal 1° gennaio 2017. <p>Per gli edifici pubblici gli obblighi sono incrementati del 10%. 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>

MISURE RELATIVE AL SETTORE DELL' 'ELETRICITA'				
<p>Tariffa premio per gli impianti fotovoltaici ("Conto Energia fotovoltaico") (D.Lgs. 28/2011, art. 25, D.M. 05/05/2011 e D.M. 05/07/2012)</p>	<p>Finanziaria</p>	<p>25.000 MW al 2020 (obiettivo indicativo soggetto a limite di spesa annuo pari a 6-7 miliardi di Euro)</p>	<p>Investitori / Utenti finali</p>	<p>2005- 2013</p> <p><i>Misura esistente e implementata, prevista dal PAN.</i></p> <p>Il meccanismo di incentivazione degli impianti fotovoltaici (Conto Energia) è stato aggiornato negli ultimi due anni dapprima dal DM 05/05/2011, poi dal D.M. 05/07/2012.</p> <p>Il D.M. 05/05/2011 ha interessato gli impianti entranti in esercizio in data successiva al 31 maggio 2011.</p> <p>Il meccanismo ha previsto, fino al 2012, l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta dagli impianti fotovoltaici mediante una tariffa premio costante per 20 anni a partire dalla data di entrata in esercizio dell'impianto.</p> <p>Dal 2013, anziché una tariffa premio riconosciuta su tutta l'energia prodotta, è stata prevista per gli impianti fotovoltaici una tariffa premio sulla quota autoconsumata dell'energia prodotta, e una tariffa "onnicomprensiva" sulla quota immessa in rete dell'energia prodotta.</p> <p>Il citato decreto ha stabilito dei limiti di spesa semestrali in relazione alla potenza installata e ha previsto una progressiva riduzione delle tariffe nel tempo.</p> <p>Il D.M. 05/07/2012 ha ridefinito le modalità di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, prevedendo un meccanismo di tipo feed-in premium per gli impianti maggiori di 1 MW e feed-in tariff per quelli fino ad 1 MW e stabilendo, tra l'altro, un tetto massimo al costo indicativo cumulato degli incentivi pari a 6,7 miliardi di euro l'anno. Il raggiungimento di tale tetto, avvenuto nel luglio 2013, ha decretato la cessazione del meccanismo (eccezioni fatte per alcune particolari situazioni, quale zone terremotate, etc.).</p>
<p>Nuovi meccanismi incentivanti (D.Lgs. 28/2011, art. 24 e D.M. 06/07/2012)</p>	<p>Finanziaria</p>	<p>Raggiungimento degli obiettivi di produzione di energia elettrica da FER</p>	<p>Investitori / Utenti finali</p>	<p>2013 - n.d.</p> <p><i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i></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 D.M. 06/07/2012 ha stabilito le nuove modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse da quella solare fotovoltaica. 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.</p> <p>Il citato decreto stabilisce che il costo indicativo cumulato di tutte le tipologie di incentivo riconosciute agli impianti non può superare complessivamente il valore di 5,8 miliardi di euro annui. Il nuovo sistema di incentivazione introduce anche dei contingenti annuali di potenza incentivabile, relativi a ciascun anno dal 2013 al 2015, 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).</p> <p>Il decreto stabilisce che gli incentivi siano riconosciuti sulla produzione di energia elettrica netta immessa in rete dall'impianto: l'energia elettrica autoconsumata non ha pertanto accesso agli incentivi.</p> <p>Il decreto prevede due distinti meccanismi incentivanti, individuati sulla base della potenza,</p>

					<p>della fonte rinnovabile e della tipologia dell'impianto:</p> <p>A) una tariffa incentivante omnicomprensiva (To) per gli impianti di potenza fino a 1 MW, determinata dalla somma tra una tariffa incentivante base e l'ammontare di eventuali premi (es. cogenerazione ad alto rendimento, riduzione emissioni, etc.).</p> <p>B) un incentivo (I) per gli impianti di potenza superiore a 1 MW e per quelli di potenza fino a 1 MW che non optano per la tariffa omnicomprensiva, 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. 6 luglio 2012 è alternativo ai meccanismi dello scambio sul posto e del ritiro dedicato.</p>	
MISURE RELATIVE AL SETTORE DEI TRASPORTI						
Obbligo di immissione in consumo di biocarburanti (D.Lgs. 28/2011, art. 33 e s.m.i.)	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 esistente e implementata, prevista dal PAN.</i></p> <p>I soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio di origine fossile per autoalimentazione 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.</p> <p>Tale sistema ("obbligo di immissione"), introdotto dalla legge 11 marzo 2006, n.81, 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, è pari al 4,5%.</p> <p>Il D.Lgs. 28/2011 ha potenziato questo sistema, prevedendo, tra l'altro, che:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la quota minima possa essere incrementata entro il 2020; - a partire dal 2012 solo i biocarburanti sostenibili possono essere conteggiati ai fini del rispetto dell'obbligo; - a partire dal 1/11/2012, i biocarburanti prodotti da rifiuti e sottoprodotti godono della maggiorazione <i>double counting</i> previsto dalla direttiva 2009/28/CE a condizione che tali rifiuti e sottoprodotti siano prodotti e trasformati in biocarburanti nel territorio comunitario. Per quanto riguarda i sottoprodotti, viene individuata una lista esaustiva, ma comunque la maggiorazione si applica a tutti i biocarburanti prodotti da materie cellulosiche o lignocellulosiche, indipendentemente dalla classificazione di queste ultime come materie di origine non alimentare, rifiuti o sottoprodotti. 	2007 - n.d.	
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 esistente e 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.</p> <p>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</p>	Marzo 2011 - n.d.	

Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (D.Lgs. 28/2011, art.17)	Normativa	Pianificazione delle reti di trasmissione nazionale	Gestore del sistema di trasmissione nazionale (TERNA s.p.a)	<p>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> <p><i>Misura esistente e implementata, prevista dal PAN.</i></p> <p>Terna S.p.A. include, in una specifica sezione nel 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 ha ammesso al trattamento incentivante mediante sei progetti pilota applicati lungo alcune direttrici critiche della RTN, dove più rilevante è il fenomeno della c.d. "mancata produzione da fonti rinnovabili".</p> <p><i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i></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>L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas(AEEG) 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> <p><i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i></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>È prevista una maggiorazione della remunerazione del capitale investito per interventi di ammodernamento secondo i concetti di smart grid.</p> <p>Tali interventi consistono in sistemi per il controllo, la regolazione e la gestione dei carichi e delle unità di produzione, inclusi i sistemi di ricarica di auto elettriche.</p> <p>Il livello di remunerazione tiene conto della dimensione del progetto, in termini di utenze attive coinvolte, grado di innovazione, rapidità di esecuzione ed entrata in esercizio delle opere, efficacia ai fini del ritiro integrale della produzione distribuita.</p> <p>Il regolatore ha provveduto a selezionare sette progetti pilota relativi all'introduzione di tecnologie innovative sulla rete di distribuzione, sulla base del rapporto tra l'indicatore dei benefici e il costo del progetto pilota (procedure e criteri di selezione stabiliti con delibera ARG/elt 39/10).</p> <p><i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i></p>	Marzo 2011 – n.d.
Piani di sviluppo delle reti di distribuzione (D.Lgs. 28/2011,	Normativa	Pianificazione dello sviluppo delle reti di distribuzione	Gestori di reti di distribuzione	<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</p>	Marzo 2011 – n.d.

art.18)	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	di favorire lo sviluppo coordinato della rete e degli impianti di produzione. I piani dovranno essere redatti in coordinamento con TERNA e coerenti con quanto previsto dal Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale. <i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i> L' AEEG 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. 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.	Marzo 2011 – n.d.
MISURE RELATIVE ALLE RETI DEL GAS NATURALE					
Sostegno integrazione biogas nella rete del gas naturale (D.Lgs. 28/2011, art. 8, D.M. 5 dicembre 2013)	Normativo	Immissione del biometano nella rete del gas naturale	Operatori	<i>Misura programmata, integrativa del PAN.</i> Sono previste specifiche semplificazioni per il procedimento di autorizzazione, in capo alle Regioni, per la realizzazione di nuovi impianti di distribuzione di metano e di adeguamento di quelli esistenti. Gli impianti di distribuzione di metano e le condotte di allacciamento che li collegano alla rete esistente dei metanodotti sono dichiarati opere di pubblica utilità e rivestono carattere di indifferibilità e di urgenza. <i>Misura programmata, integrativa del PAN.</i>	2011 – n.d.
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	L' AEEG deve emanare specifiche direttive relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi.	2011 – n.d.
Incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale (D.Lgs. 28/2011, art.21, D.M. 5 dicembre 2013)	Finanziaria	Immissione del biometano nella rete del gas naturale	Produttori di biometano.	<i>Misura programmata e implementata, integrativa del PAN.</i> Il biometano immesso nella rete del gas naturale è incentivato secondo una delle seguenti modalità alternative: <ul style="list-style-type: none"> • mediante il rilascio degli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel caso in cui sia immesso in rete ed utilizzato in impianti di cogenerazione ad alto rendimento; • mediante il rilascio di certificati di immissione in consumo qualora usato per i trasporti; • mediante l'erogazione di uno specifico incentivo, dovuto a fronte della immissione in rete a prescindere dall'utilizzo, di durata e valore definiti Gli incentivi sono finanziati attraverso le tariffe del gas naturale.	2013 – n.d.

MISURE RELATIVE ALLE RETI DI TELERISCALDAMENTO E TELERAFRESCAMENTO						
Assimilazione a opere di urbanizzazione primaria (D.Lgs. 28/2011, art. 22)	Normativa	Diffusione delle reti di TLR	Proprietari delle reti di TLR, costruttori edili	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i> Le infrastrutture destinate all'installazione di reti di distribuzione di energia da fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffrescamento sono assimilate alle opere di urbanizzazione primaria.	Marzo 2011 – n.d.	
Pianificazione dello sviluppo delle reti (D.Lgs. 28/2011, art. 22)	Normativa	Pianificazione delle infrastrutture	Comuni	<i>Misura esistente, integrativa del PAN.</i> I Comuni e le Province definiscono specifici Piani di sviluppo del teleriscaldamento e del teleraffrescamento.	Marzo 2011 – n.d.	
Fondo di garanzia per il teleriscaldamento (D.Lgs. 28/2011, art. 22)	Finanziaria	Supporto alla realizzazione delle infrastrutture	Investitori	<i>Misura esistente, integrativa del PAN.</i> E' istituito un fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento, finanziato da un corrispettivo applicato al consumo di gas metano (inizialmente esso è pari a 0,05 c€/Sm3, posto a carico dei clienti finali).	2012 – n.d.	
MISURE TRASVERSALI						
Fondo Kyoto	Finanziario	Realizzazione impianti FER, interventi di efficienza energetica e di riduzione delle emissioni	Investitori / Utenti finali / Pubblica Amministrazione	<i>Misura esistente e implementata, prevista dal PAN.</i> Con bando del Ministero dell'Ambiente, a Novembre 2011 è stato sbloccato l'accesso al Fondo rotativo per Kyoto previsto dalla Legge 244/2007 per un importo totale dei finanziamenti pari a 3,5 M€ per l'anno 2011. Il bando è rivolto alle Amministrazioni Centrali dello Stato, Regioni, Enti Locali, Aziende Ospedaliere Pubbliche, Università ed Enti Nazionali di Ricerca. La cifra stanziata è destinata al cofinanziamento fino al 90% di interventi che riguardano, tra l'altro: <ul style="list-style-type: none"> • l'impiego di FER integrate nelle strutture edilizie in combinazione con tecnologie per l'efficienza energetica degli edifici; • la promozione di impianti di trigenerazione ad alta efficienza (almeno l'85%) per la generazione di elettricità, calore e freddo, nei complessi pubblici, nell'edilizia popolare e nei grandi centri di distribuzione e vendita di prodotti di largo consumo, in combinazione con l'impiego di fonti rinnovabili; • l'utilizzo del calore derivante da impianti geotermici a bassa entalpia, incluse le pompe di calore nell'edilizia privata e pubblica. 	2012 – 2014.	
Disposizioni in materia di bioliquidi/biocarburanti sostenibili (D.Lgs. 55/2011, D.Lgs. 28/2011)	Normativo	Diffusione dei biocarburanti e bioliquidi sostenibili (target comunitario al 2020: 10% dei consumi dei trasporti coperti mediante fonti	Operatori delle filiere dei bioliquidi/ Biocarburanti	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i> 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.	2012 – n.d.	

			rinnovabili e target complessivo dei consumi di energia mediante fonti rinnovabili del 17% al 2020)				
Meccanismi di cooperazione internazionale (D.Lgs. 28/2011, art. 35 e 36)	Normativo - Finanziario	Raggiungimento degli obiettivi. Possibilità di investimenti internazionali.	Altri Stati, Investitori, TSO		<i>Misura programmata, prevista dal PAN.</i> Il D.Lgs. 28/2011 prevede che l'eventuale incentivo per il trasferimento statistico e per i progetti comuni dovrà comunque essere inferiore al valore medio ponderato dell'incentivazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili in Italia. <i>Misura esistente e implementata, prevista dal PAN.</i>	2016 – n.d.	
Semplificazione iter autorizzativi (D.Lgs. 28/2011, art. 5, 6, 7)	Normativo	Semplificazione e accelerazione procedura autorizzative	Investitori / Utenti finali/ Pubblica Amministrazione		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: - autorizzazione unica (AU); - procedura abilitativa semplificata (PAS); - comunicazione al Comune per Attività di Edilizia Libera. 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). <i>Misura programmata, prevista dal PAN.</i>	Marzo 2011-n.d.	
Misure di razionalizzazione (D.Lgs. 28/2011, art. 12)	Normativo - Finanziario	Razionalizzazione procedure	Investitori / Utenti finali		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. <i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i>	2013 – n.d.	
Formazione e informazione (D.Lgs. 28/2011, art. 14)	Non vincolante	Informazione, cambiamento di comportamento	Operatori, progettisti, Regioni, Enti locali, cittadini, imprese, ecc.		<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i> Il D.Lgs. 28/2011 ha previsto la realizzazione di un portale informativo sulle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica. Il portale, realizzato dal GSE ²⁵ , dedicato a cittadini, imprenditori, pubbliche amministrazioni, è disponibile all'indirizzo http://rinnova.gse.it . In esso sono contenute, tra l'altro, informazioni circa incentivi, iter autorizzativi, buone pratiche, azioni da mettere in pratica per la sostenibilità e il risparmio energetico, etc. <i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i>	Ottobre 2011 – n.d.	
Sistemi di qualificazione degli installatori	Normativo	Garanzia di qualità nella installazione di	Installatori		La qualifica professionale per l'attività d'installazione e di manutenzione straordinaria di	Agosto 2013 – n.d.	

²⁵ Il GSE (www.gse.it) è il Gestore dei Servizi Energetici, la società pubblica che in Italia gestisce gli incentivi alle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica.

(D.Lgs. 28/2011, art. 15)		impianti a FER			
Ripartizione degli obiettivi nazionali tra le regioni (D.Lgs. 28/2011, art. 37)	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>caldaie, caminetti e stufe a biomassa, di sistemi solari fotovoltaici e termici sugli edifici, di sistemi geotermici a bassa entalpia e di pompe di calore, può essere conseguita con corsi specifici attivati dalle Regioni provvedono ad attivare.</p> <p><i>Misura esistente e implementata, prevista dal PAN</i></p> <p>La ripartizione degli obiettivi nazionali 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.</p> <p>Lo stato di raggiungimento degli obiettivi in ciascuna regione è monitorato, partendo dai dati conseguiti e monitorati a livello nazionale, con una metodologia da condividere con le regioni, e per il tramite di un gruppo di lavoro permanente, in modo da individuare tempestivamente eventuali ostacoli al raggiungimento degli obiettivi stessi.</p> <p><i>Misura esistente e in implementazione, prevista dal PAN</i></p>	
Programma operativo interregionale fonti rinnovabile e risparmio energetico	Finanziario	Esecuzioni di interventi dimostrativi nel settore pubblico, nelle infrastrutture di rete e nelle filiere delle rinnovabili	Amministrazioni pubbliche, gestori di rete, produttori	<p>Gli interventi nel settore pubblico intendono contribuire alla definizione di modalità appropriate di efficientamento e utilizzo delle fonti rinnovabili negli edifici pubblici, in coerenza con il ruolo esemplare che le pubbliche Amministrazioni devono ricoprire sul tema. In materia di infrastrutture di rete, il programma sostiene la sperimentazione di un modello di rete in media tensione per favorire l'inserimento dei produttori di energia da fonti rinnovabili non programmabili, la realizzazione di nodi di trasformazione alta-media tensione, il potenziamento di infrastrutture di rete esistenti, l'installazione di sistemi di accumulo presso alcune cabine primarie. Sono inoltre attivi alcuni strumenti di sostegno ad alcune filiere produttive delle rinnovabili.</p>	

* Indicare se la misura è (prevalentemente) di carattere normativo, finanziario o non vincolante (campagna d'informazione).

** Qual è il risultato atteso: cambiamento di comportamento, capacità installata (MW; t/anno), energia generata (ktep)?

*** A chi (investitori, utenti finali, pubblica amministrazione, urbanisti, architetti, installatori o altri) o a quale attività/settore (produzione di biocarburanti, uso energetico di effluenti animali o altro) è destinata la misura?

**** Questa misura sostituisce o integra le misure contenute nella tabella 5 del piano di azione nazionale per le energie rinnovabili?

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).

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 (FER) sono tre:

- **Autorizzazione Unica (AU)** - è il procedimento, introdotto dal D.Lgs. 387/2003 che recepisce 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 D.Lgs. 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 D.Lgs. 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 D.Lgs. 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 2013 le Regioni che sono intervenute per modificare le soglie autorizzative nazionali sono 13.

Al fine di garantire la fornitura di informazioni e migliorarne la trasparenza, il D.Lgs. 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, Gestore dei Servizi Energetici, incaricato di realizzare tale portale (<http://www.gse.it/it/EnergiaFacile/Pages/default.aspx>), 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	Produttori di 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	Produttori di impianti a fonti rinnovabili	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i>	2011 - n.d.
MISURE VOLTE RENDERE TRASPARENTI E PROPORZIONATE LE PROCEDURE AMMINISTRATIVE					
Portale informativo contenente informazioni sulle procedure autorizzative (D.Lgs. 28/2011)	Non vincolante	Trasparenza delle informazioni	Progettisti impianti a fonti rinnovabili	<i>Misura esistente e implementata, integrativa del PAN.</i> Il portale informativo sul quale reperire informazioni sulle procedure autorizzative è disponibile dal seguente link: http://www.gse.it/it/EnergiaFacile/Pages/default.aspx	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 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	Produttori di 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	Produttori di 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> A fine dicembre 2013 le Regioni che sono intervenute per modificare le soglie autorizzative nazionali sono 13.	2011 - 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).

Trasmissione, distribuzione, dispacciamento

Le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili hanno diritto alla priorità di dispacciamento, compatibilmente con la sicurezza del sistema elettrico.

Negli ultimi anni, da parte del regolatore sono state definite disposizioni per l'utilizzo della rete elettrica, in relazione all'incremento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili e alle esigenze di sicurezza della rete. Tali disposizioni non comportano comunque il venir meno dell'esigenza di adeguare la rete esistente, anche in relazione allo sviluppo attuale e futuro degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

Fino al 2012, per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili²⁶ il corrispettivo di sbilanciamento effettivo²⁷ è pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel mercato spot (Mercato del Giorno Prima – MGP) nel corrispondente periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento (prezzo MGP): ciò significa che, qualora l'energia elettrica effettivamente immessa in rete da tali unità sia diversa da quella prevista, non vengono attribuiti a tali unità i maggiori costi indotti sul sistema che, pertanto, vengono socializzati.

A partire dal 2013, l'Autorità ha definito una prima regolazione degli sbilanciamenti anche nel caso di impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili che costituisce un primo passo dall'applicazione del principio di corretta allocazione dei costi ai soggetti che contribuiscono a generarli. Allo scopo di evitare cambiamenti troppo repentini nella gestione degli impianti di produzione, per la quota di energia che non eccede la franchigia, i corrispettivi di sbilanciamenti sono valorizzati al prezzo zonale in cui è localizzato il punto di dispacciamento, mentre per la rimanente quota di energia i corrispettivi sono valorizzati con gli stessi criteri previsti per le unità di produzione non abilitate²⁸. Con le nuove disposizioni regolatorie, è stato abrogato il cosiddetto corrispettivo per la corretta previsione, introdotto nel 2010, come strumento incentivante ai fini del miglioramento delle previsioni delle immissioni di energia elettrica dell'attività di programmazione delle unità di produzione rilevanti (ovvero di potenza superiore o uguale a 10 MVA) alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

Si segnalano i seguenti interventi da parte del regolatore:

- per gli impianti eolici, a partire dagli impianti non ancora entrati in esercizio nel 2008²⁹ è prevista la fornitura dei seguenti servizi di rete (riportati nell'Allegato A17 al Codice di Rete di Terna):
 - prestare insensibilità agli abbassamenti di tensione;
 - disporre di capacità di regolazione di potenza attiva;
 - prestare azioni di riduzione di potenza immessa in rete/distacco di generazione;
 - disporre di capacità di regolazione della potenza reattiva.

Tali servizi di rete permettono una modulazione efficace della produzione a seconda del cambiamento delle condizioni meteorologiche e delle condizioni di rete, migliorando così il dispacciamento e favorendo, anche a parità di infrastrutture elettriche esistenti, una maggiore diffusione delle stesse unità di produzione.

Nel caso degli altri impianti eolici, sono previste procedure per la remunerazione dei costi sostenuti dai produttori in caso di adeguamento volontario degli impianti per la fornitura di uno o più servizi di rete³⁰;

- per gli impianti di generazione distribuita connessi in bassa e media tensione, con un piano di adeguamento degli impianti già entrati in esercizio nel 2012, sono stati definite le caratteristiche che i nuovi inverter, ovvero

²⁶ Unità di produzione che utilizzano l'energia solare, eolica, maremotrice, del moto ondoso, del gas di discarica, dei gas residuati dei processi di depurazione, del biogas, l'energia geotermica o l'energia idraulica limitatamente in quest'ultimo caso alle unità ad acqua fluente.

²⁷ Il valore unitario dato dalla differenza tra l'energia elettrica prevista e quella effettivamente immessa in rete.

²⁸ Il corrispettivo di sbilanciamento per le unità di produzione non abilitate è funzione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale: in alcune ore può comportare un maggior ricavo/minor onere (e quindi un margine positivo) rispetto al prezzo zonale orario (sono le ore in cui lo sbilanciamento dell'unità di produzione è di segno opposto rispetto allo sbilanciamento aggregato zonale e, quindi, comporta uno sgravio per il sistema elettrico), in altre ore può invece comportare un minor ricavo/maggior onere (e quindi un margine negativo) rispetto al prezzo zonale orario (sono le ore in cui lo sbilanciamento dell'unità di produzione è di segno uguale rispetto allo sbilanciamento aggregato zonale e, quindi, comporta un aggravio per il sistema elettrico).

²⁹ Delibera AEEG ARG/elt 98/08.

³⁰ Delibera AEEG ARG/elt 5/10.

le nuove macchine rotanti, e i nuovi sistemi di protezione d'interfaccia devono avere per poter essere installati sui nuovi impianti di produzione di energia elettrica da connettere, al fine di garantire l'ampliamento del campo di funzionamento (in termini di frequenza e tensione)³¹;

- l'approvazione della Procedura per la riduzione della generazione distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale³² in base alla quale, al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, qualora non siano possibili diverse azioni, sia possibile per Terna, che si avvale anche dei gestori di rete, prevedere la disconnessione di alcuni impianti connessi alle reti di media tensione, di potenza maggiore o uguale a 100 kW; alimentati dalle fonti non programmabili solare fotovoltaica o eolica

Con riferimento, invece, alle unità di produzione non rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, a partire dal 2010³³ il GSE effettua previsioni aggregate per ogni zona di mercato, acquisendo via satellite, in tempo reale, i dati relativi alla disponibilità della fonte e alla conseguente produzione. Per tali unità di produzione quindi l'onere della previsione non ricade sui produttori.

Infine, 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, ciò al fine di salvaguardare gli investimenti effettuati nel settore delle fonti rinnovabili.

In particolare, fino al 2009 si faceva riferimento alla produzione storica³⁴, mentre dal 2010³⁵ sono state definite nuove modalità di remunerazione basate sulle stime elaborate da un soggetto terzo, il GSE, sulla base dei dati effettivi di vento misurati in sito, nelle ore in cui viene richiesta la riduzione di produzione e utilizzando un modello che simula il funzionamento degli stessi impianti di produzione eolica. La formula per il calcolo della mancata produzione eolica include un indice di affidabilità dell'utente del dispacciamento nel rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna, e prevede una franchigia da applicarsi nel caso in cui le unità di produzione eolica non siano adeguate per l'erogazione dei servizi di rete richiesti.

Sistemi di accumulo

Con riferimento alla sperimentazione in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo per l'energia elettrica, l'art. 17 del decreto legislativo n. 28/2011 prevede che il gestore del sistema di trasmissione nazionale possa includere nel proprio Piano di sviluppo della rete sistemi di accumulo dell'energia elettrica, finalizzati a facilitare il servizio di dispacciamento degli impianti non programmabili. In applicazione del citato decreto e in conformità con quanto previsto dall'art. 36, comma 4, del Decreto Legislativo n. 93/2011, il gestore può realizzare e gestire sistemi di accumulo diffusi di energia elettrica mediante batterie; tali sistemi possono inoltre essere realizzati e gestiti anche dai gestori del sistema di distribuzione.

Gli obiettivi che si prefiggono i sistemi di accumulo testati nei progetti pilota consistono nella riduzione della quantità di mancata produzione di energia da fonti rinnovabili non programmabili, dovuta a congestioni locali di rete e nella fornitura del servizio di regolazione primaria.

Nel dar seguito al disposto normativo, nel Piano di sviluppo 2012-2015, elaborato da Terna e approvato dal Ministero dello sviluppo economico, sono stati inclusi sistemi di accumulo dell'energia elettrica, finalizzati a facilitare il servizio di dispacciamento degli impianti non programmabili.

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 in Sicilia (Caltanissetta) e Sardegna (Ottana) 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".

Ulteriori interventi per l'integrazione dei sistemi di accumulo nell'infrastruttura elettrica sono in corso di realizzazione, su finanziamento del Ministero dello sviluppo economico, nell'ambito del Programma operativo interregionale fonti rinnovabili e risparmio energetico (POIN Energia); in questo caso, il gestore della rete di distribuzione locale sta procedendo all'installazione di tali sistemi in tre cabine primarie ubicate in aree ad elevata concentrazione di fonti

³¹ Delibera AEEG 84/2012/R/cfr.

³² Allegato A72 al Codice di Rete di Terna

³³ Delibera AEEG ARG/elt 4/10.

³⁴ Delibera AEEG 330/07.

³⁵ Delibera AEEG ARG/elt 5/10.

rinnovabili non programmabili delle regioni Calabria, Puglia e Sicilia e a sviluppare un programma di monitoraggio sull'efficacia di tali sistemi e sugli sviluppi per l'ulteriore penetrazione delle produzioni rinnovabili. L'AEEG ha anche proceduto a selezionare 7 progetti pilota³⁶ ammessi al trattamento incentivante relative all'introduzione di tecnologie innovative sulla rete di distribuzione (c.d. smart grids).

Connessioni

Con riferimento alle condizioni di accesso alla rete, e alla ripartizione dei costi della connessione, l'ordinamento regolatorio italiano stabilisce che 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 (TICA³⁷) che riporta le procedure per la connessione alla rete, gli obblighi, le tempistiche e i costi di connessione.

Si fa presente che Terna e le imprese distributrici che dispongono almeno di una cabina primaria definiscono e pubblicano sui propri siti internet degli atlanti relativi alle reti in alta e altissima tensione e alle cabine primarie AT/MT per fornire indicazioni qualitative aggiornate, in relazione alle disponibilità di capacità di rete: da tali informazioni si individuano le linee critiche e le aree critiche

Per gli impianti a fonti rinnovabili sono inoltre previste delle procedure sostitutive nel caso di inerzia da parte del gestore di rete. L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, a fronte della segnalazione da parte del richiedente, può avviare la procedura sostitutiva nei seguenti casi:

- superamento di 60 giorni lavorativi di ritardo nella messa a disposizione del preventivo;
- superamento di 120 giorni lavorativi di ritardo nella realizzazione della connessione.

Per quanto riguarda i costi di connessione alle 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:

- $CP_A = 35 \text{ €/kW}$, $CM_A = 90 \text{ €/(kW} \cdot \text{km)}$, $CP_B = 4 \text{ €/kW}$, $CM_B = 7,5 \text{ €/(kW} \cdot \text{km)}$;
- 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 distributtrice nel caso in cui il richiedente decida di realizzare in proprio l'impianto di rete per la connessione.

³⁶ Inizialmente erano stati selezionati 8 progetti pilota, ma una impresa distributtrice ha rinunciato alla realizzazione del progetto.

³⁷ Delibera AEEG ARG/elt 99/08.

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 implicano l'effettuazione di interventi sulla rete elettrica esistente, vale a dire, di norma, la realizzazione dell'eventuale linea elettrica e dell'impianto per la consegna. Il gestore di rete può consentire al richiedente di realizzare gli interventi sulla rete esistente, fatte salve le esigenze di sicurezza e la salvaguardia della continuità del servizio elettrico.

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

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

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

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).

1. REGIMI DI SOSTEGNO FINALIZZATI A PROMUOVERE L'USO DELLE FONTI DI ENERGIA RINNOVABILI NEL SETTORE DEL RISCALDAMENTO E DEL RAFFREDDAMENTO.

1.1. I MECCANISMI ATTUALMENTE IN VIGORE

Alla data di redazione del presente documento (dicembre 2013), 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.

1.2. 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 e il D.M. 28/12/2012.

Rispetto a quanto descritto nel Piano di Azione Nazionale, il meccanismo dei TEE è stato aggiornato e modificato con l'entrata in vigore del D.Lgs. 3 marzo 2011 n. 28 (che ha recepito la Direttiva 28), che ha stabilito il passaggio al GSE dell'attività di gestione del meccanismo, prima in capo all'Autorità, e reso ammissibili a tale meccanismo anche gli interventi di efficientamento delle reti elettriche e del gas, della Delibera AEEG n. EEN 9/11 del 27 ottobre 2011 (Linee guida per la preparazione e valutazione dei progetti di cui all'art. 5 comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e s.m.i. e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei Titoli di Efficienza Energetica, che sostituiscono le precedenti Linee Guida di cui alla Delibera AEEG 103/03 del 18 settembre 2003) e del D.M. 28 dicembre 2012 che ha disposto il passaggio al GSE dell'attività di gestione del meccanismo e definito gli obiettivi nazionali di risparmio per il periodo d'obbligo 2013-2016.

Il succitato decreto ha inoltre approvato 18 nuove schede tecniche e introdotto una nuova tipologia di progetti, i "grandi progetti", ovvero progetti di efficientamento energetico realizzati su infrastrutture, su processi industriali o relativi ad interventi realizzati nel settore dei trasporti, che generano, nell'arco di un anno risparmi pari a 35.000 tep, ai quali può essere attribuita una premialità, in termini di incremento del numero di Certificati Bianchi rilasciabili, in funzione del grado di innovazione tecnologica del progetto e dell'impatto sulla riduzione delle emissioni in atmosfera. Per tali progetti, inoltre, è riconosciuta al proponente la facoltà di optare per un regime che assicuri un valore costante del certificato per l'intera vita utile dell'intervento.

Il meccanismo dei Certificati Bianchi 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. Nella tabella seguente sono indicati gli obiettivi annuali, aggiornati con il D.M. 28 dicembre 2012, relativi al periodo 2013-2016 ed espressi in milioni di Certificati Bianchi, tenendo conto di un valore medio del coefficiente di durabilità uguale a 2,5. Tale coefficiente è calcolato come rapporto tra il risparmio netto che si stima di ottenere nell'arco della vita tecnica dell'intervento e il risparmio conseguito al netto della stima dei risparmi che si sarebbero comunque verificati per effetto dell'evoluzione tecnologica e normativa.

Anno	Decreto Elettrico [Milioni TEE/a]	Decreto Gas [Milioni TEE/a]
2013	3,03	2,48
2014	3,71	3,04
2015	4,26	3,49
2016	5,23	4,28

Le aziende distributrici di elettricità e gas possono assolvere al proprio obbligo realizzando interventi in proprio, o acquistando i titoli, sul mercato organizzato dal GME o mediante contratti bilaterali, dai cosiddetti "soggetti volontari" costituiti da: le società di servizi energetici (anche conosciute come ESCO, Energy Service Company), i distributori di

energia elettrica e gas con meno di 50.000 clienti finali, le società e gli enti pubblici dotate di *energy manager* (formalmente responsabili per la conservazione e l'uso razionale dell'energia ex art. 19 L. 10/1991), le imprese operanti nei settori industriale, civile, terziario, agricolo, trasporti e servizi pubblici, ivi compresi gli Enti Pubblici purché provvedano alla nomina del responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia, ovvero si dotino di un sistema di gestione dell'energia certificato in conformità alla norma ISO 5001. I soggetti volontari realizzano interventi di risparmio energetico presso gli utenti finali e vendono i Certificati Bianchi ottenuti sul mercato organizzato dal GME o mediante contratti bilaterali ai soggetti obbligati e agli altro soggetti operanti nel meccanismo.

Per ottenere i Certificati Bianchi, i soggetti obbligati e quelli volontari devono compiere attività che consentano il raggiungimento di una soglia minima di risparmio di energia. L'ammontare dei risparmi conseguiti è certificato dal GSE, sulla base di tre metodi di valutazione:

- la valutazione standardizzata quantifica il risparmio annuo dell'intervento in base alle unità fisiche (o UFR - Unità Fisiche di Riferimento) installate. Il risparmio annuo ottenibile da ogni dispositivo installato è stabilito nelle schede tecniche di valutazione standardizzata approvate dall'AEEG, nonché dalle schede tecniche approvate con il decreto 28 dicembre 2012;
- la valutazione analitica prevede una determinazione del risparmio annuo di energia in conformità a taluni parametri di utilizzo degli impianti. Nelle schede tecniche di valutazione analitica approvate dall'AEEG, nonché nelle schede tecniche analitiche approvate dal D.M. 28 dicembre 2012, sono stabiliti specifici algoritmi di calcolo per stabilire i risparmi conseguiti;
- la valutazione a consuntivo si utilizza quando non sono applicabili i due metodi precedenti e non è disponibile un algoritmo predeterminato per la valutazione dei risparmi. La valutazione è quindi effettuata attraverso misure a consuntivo dei risparmi conseguiti tramite il singolo intervento.

Tra i possibili interventi realizzabili che danno diritto all'ottenimento dei Certificati Bianchi sono ammesse anche alcune tecnologie che utilizzano **fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e del raffreddamento**, quali:

- impiego di collettori solari per la produzione di acqua calda sanitaria (scheda 8-bis);
- installazione di pompe di calore elettriche ad aria esterna in luogo di caldaie in edifici residenziali di nuova costruzione o ristrutturati (scheda 15);
- applicazione nel settore civile di piccoli sistemi di cogenerazione per la climatizzazione invernale ed estiva degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria (scheda 21-bis);
- applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria (scheda 22-bis);
- installazione di sistemi centralizzati per la climatizzazione invernale e/o estiva di edifici ad uso civile (scheda 26);
- installazione di pompa di calore elettrica per produzione di acqua calda sanitaria in impianti domestici nuovi ed esistenti (scheda 27);
- nuova installazione di impianto di riscaldamento unifamiliare alimentato a biomassa legnosa di potenza inferiore o uguale a 35 kW termici (scheda 37 E);
- installazione di impianto di riscaldamento alimentato biomassa legnosa nel settore della serricoltura (40 E).

I Certificati Bianchi sono riconosciuti per un periodo di 5 anni o 8 anni per tutti i suddetti interventi eccezion fatta per la cogenerazione (scheda 21-bis). In questo caso il Decreto Ministeriale 5 settembre 2011 stabilisce che le unità di cogenerazione ad alto rendimento (CAR) hanno accesso ai Certificati Bianchi per un periodo di 10 anni, se entrate in esercizio a partire dal 7 marzo 2007 come nuove unità o rifacimenti di unità esistenti. Se le suddette unità di cogenerazione sono abbinata a reti di teleriscaldamento (scheda 22-bis) il periodo di diritto ai Certificati Bianchi sale a 15 anni. Le unità di cogenerazione entrate in esercizio dopo il 1° aprile 1999 e prima del 7 marzo 2007, invece, ai sensi dell'art.29, comma 4 del D.Lgs. n.28 del 3 marzo 2011 hanno diritto ai Certificati Bianchi per un periodo di 5 anni e in un numero pari al 30% di quello previsto dal DM 5 settembre 2011.

Con l'entrata in vigore il 1 novembre 2011 della Delibera AEEG n. EEN 9/11 del 27 ottobre 2011, le soglie minime per presentare i progetti sono state modificate e stabilite pari a 20 tep, 40 tep e 60 tep rispettivamente per progetti standard, analitici e a consuntivo. Le stessa delibera ha anche stabilito che i risparmi energetici verificati debbano essere moltiplicati per i cosiddetti coefficienti di durabilità. Tali coefficienti sono calcolati rapportando la vita tecnica degli interventi (ossia il periodo di funzionamento dell'apparecchio/dispositivo in cui si realizza effettivamente il risparmio energetico, che varia tra 5 e 30 anni) alla vita utile (ossia il periodo di diritto all'emissione dei TEE), applicando un coefficiente di decadimento annuo dei risparmi (che varia tra 0 e 2%), in modo da tenere conto dei casi in cui la vita tecnica degli interventi supera la loro vita utile. L'introduzione di questo nuovo coefficiente è stata pensata per valorizzare anche i risparmi energetici generati oltre il periodo di riconoscimento dei TEE.

Nella tabella seguente sono riportati i coefficienti di durabilità relativi alle schede tecniche per interventi riguardanti l'utilizzo di fonti di energia rinnovabili.

N. scheda	Titolo della scheda tecnica	Coefficiente di durabilità (t)
8-bis	Impiego di collettori solari per la produzione di acqua calda sanitaria	2,65
15	Installazione di pompe di calore elettriche ad aria esterna in luogo di caldaie in edifici residenziali di nuova costruzione o ristrutturati	2,65
21-bis	Applicazione nel settore civile di piccoli sistemi di cogenerazione per la climatizzazione invernale ed estiva degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria	3,36
22-bis	Applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria	3,36
26	Installazione di sistemi centralizzati per la climatizzazione invernale e/o estiva di edifici ad uso civile	2,65 / 1,87
27	Installazione di pompa di calore elettrica per produzione di acqua calda sanitaria in impianti domestici nuovi ed esistenti	2,65
37	nuova installazione di impianto di riscaldamento unifamiliare alimentato a biomassa legnosa di potenza inferiore o uguale a 35 kW termici	2,65
40	installazione di impianto di riscaldamento alimentato biomassa legnosa nel settore della serricoltura	2,65
41	utilizzo di biometano nei trasporti pubblici in sostituzione del metano	1,87

A seconda del tipo di energia risparmiata (energia elettrica, gas, combustibili) si distinguono cinque tipologie di Titoli di Efficienza Energetica:

- Titoli di tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia attraverso una riduzione dei consumi di energia elettrica;
- Titoli di tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia attraverso una riduzione dei consumi di gas naturale;
- Titoli di tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, non destinate all'impiego per autotrazione (ad esempio risparmio di olio combustibile o di gasolio);
- Titoli di tipo IV, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati con le modalità previste dall'articolo 30 del D.Lgs. 28/2011;
- Titoli di tipo V, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati attraverso modalità diverse da quelle previste per i titoli di tipo IV.

Con l'entrata in vigore della Delibera AEEG n. EEN 9/11 del 27 ottobre 2011, le tipologie di Titoli di Efficienza Energetica riconosciute sono passate da quattro a cinque. La nuova distinzione tra TEE di tipo IV e TEE di tipo V nasce in risposta all'articolo 30 comma 1, lettera a) del D.Lgs. 28/2011 secondo il quale, per avere accesso ai TEE di tipo IV, occorre realizzare specifici interventi nel settore dei trasporti come quelli volti a promuovere la diffusione di automezzi a gas naturale e a GPL e per cui si prevede la realizzazione di schede tecniche standardizzate *ad hoc*. I Titoli di Efficienza Energetica di tipo V attestano, invece, il conseguimento di risparmi energetici ottenuti attraverso interventi nel settore trasporti per cui non possono essere predisposte schede di valutazione standardizzate e che devono, quindi, essere oggetto di valutazioni analitiche o a consuntivo.

Il valore dei Certificati Bianchi dipende dagli esiti delle contrattazioni, che avvengono o sul mercato organizzato dal GME, oppure in virtù di accordi bilaterali tra soggetti obbligati (acquirenti) e volontari (venditori). Negli ultimi anni il valore medio è cresciuto e, nell'anno d'obbligo 2012, il valore medio degli scambi è stato di circa 104,21 €/TEE senza IVA.

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. Con l'entrata in vigore del D.Lgs. 28/2011 tale componente è stata estesa anche ai Titoli di tipo IV, mentre precedentemente riguardava solo quelli di tipo I, II e III. L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha fissato per il 2012 con Delibera AEEG EEN 12/11 del 24 novembre 2011 in 86,98 €/tep risparmiata (sia direttamente sia tramite l'acquisto di Certificati Bianchi) il contributo tariffario unitario di rimborso per i distributori di energia elettrica e gas nel 2012. Il DM 28 dicembre 2012 ha dato il mandato all'Autorità il compito di definire nuovi criteri e modalità per la definizione del

contributo, di cui sopra, in modo tale da riflettere l'andamento del prezzo dei certificati bianchi riscontrato sul mercato e con la definizione di un valore massimo riconosciuto.

Le tabelle che seguono sono mutate e riadattate dalla Tabella 3 del "modello di relazione degli Stati membri in merito ai progressi ai sensi della direttiva 2009/28/CE".

I dati raccolti sono stati suddivisi in base alle tecnologie oggetto degli interventi indicati nelle schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria approvate dalla AEEG.

Collettori solari (scheda tecnica n. 8 T)

I risparmi energetici certificati grazie all'installazione di collettori solari per la produzione di acqua calda sanitaria ammontano a: 43.371 tep per l'anno 2011, 37.535 tep per l'anno 2010 e 30.320 tep per l'anno 2009. Dall'anno 2012, in virtù dell'introduzione del coefficiente di durabilità, il valore dei TEE emessi è pari ai risparmi certificati per il relativo coefficiente di durabilità tau, ivi incluso il conguaglio, ovvero, per le schede approvate precedente all'entrata in vigore delle Linee Guida, i risparmi che l'intervento avrebbe realizzato nell'arco della vita tecnica T, sono stati riconosciuti anticipatamente in una sola emissione nell'arco della vita utile U.

Nell'anno 2012 sono stati emessi 235.579 TEE afferenti ad interventi relativi all'installazione di collettori solari.

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2012		
Collettori solari		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/TEE)	92,88
	Sostegno annuo complessivo (€)	21.880.578

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2011		
Collettori solari		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	95,49
	Sostegno annuo complessivo (€)	4.141.497

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2010		
Collettori solari		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	85,14
	Sostegno annuo complessivo (€)	3.195.730

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2009		
Collettori solari		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	74,46
	Sostegno annuo complessivo (€)	2.257.627

Pompe di calore elettriche (scheda tecnica n.15)

I risparmi energetici certificati grazie all'installazione di pompe di calore elettriche ad aria esterna in luogo di caldaie in edifici residenziali di nuova costruzione o ristrutturati ammontano a: 269 tep per l'anno 2011, 52 tep per l'anno 2010, mentre per l'anno 2009 non sono stati certificati risparmi. In analogia alla scheda 8T, i TEE emessi nell'anno 2012, pari a 409, sono comprensivi del conguaglio.

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2012		
Pompe di calore elettriche		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/TEE)	92,88
	Sostegno annuo complessivo (€)	37.988

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2011		
Pompe di calore elettriche		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	95,49
	Sostegno annuo complessivo (€)	25.687

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2010		
Pompe di calore elettriche		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	85,14
	Sostegno annuo complessivo (€)	4.421

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2009		
Pompe di calore elettriche		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	74,46
	Sostegno annuo complessivo (€)	0

Applicazione di piccoli sistemi di cogenerazione per la climatizzazione (scheda tecnica n. 21-bis)

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

I risparmi energetici certificati grazie all'applicazione nel settore civile di piccoli sistemi di cogenerazione per la climatizzazione invernale ed estiva degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria ammontano a: 21.217 tep per l'anno 2011, 2.583 tep per l'anno 2010, mentre per l'anno 2009 non sono stati certificati risparmi. Nell'anno 2012 sono stati emessi 12.397 TEE.

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2012		
Piccoli sistemi di cogenerazione		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/TEE)	92,88
	Sostegno annuo complessivo (€)	1.151.433

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2011		
Piccoli sistemi di cogenerazione		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	95,49
	Sostegno annuo complessivo (€)	2.026.011

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2010		
Piccoli sistemi di cogenerazione		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	85,14
	Sostegno annuo complessivo (€)	219.917

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2009		
Piccoli sistemi di cogenerazione		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	74,46
	Sostegno annuo complessivo (€)	0

Sistemi di teleriscaldamento (scheda tecnica n. 22 bis)

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

I risparmi energetici certificati grazie all'applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione di ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria ammontano a: 212.091 tep per l'anno 2011, 20.028 tep per l'anno 2010, mentre per l'anno 2009 non sono stati certificati risparmi. Nell'anno 2012 sono stati emessi 60.826 TEE.

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2012		
Sistemi di teleriscaldamento		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/TEE)	92,88
	Sostegno annuo complessivo (€)	5.649.519

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2011		
Sistemi di teleriscaldamento		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	95,49
	Sostegno annuo complessivo (€)	20.252.570

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2010		
Sistemi di teleriscaldamento		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	85,14
	Sostegno annuo complessivo (€)	1.705.184

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2009		
Sistemi di teleriscaldamento		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	74,46
	Sostegno annuo complessivo (€)	0

Sistemi centralizzati di climatizzazione (scheda tecnica n. 26)

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

I risparmi energetici certificati grazie all'applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione di ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria ammontano a: 10.717 tep per l'anno 2011, 20.028 tep per l'anno 2010, mentre per l'anno 2009 non sono stati certificati risparmi. Nell'anno 2012 sono stati emessi 60.826 TEE.

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2012		
Climatizzazione centralizzata		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/TEE)	92,88
	Sostegno annuo complessivo (€)	2.903.893

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2011		
Climatizzazione centralizzata		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	95,49
	Sostegno annuo complessivo (€)	1.023.366

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2010		
Climatizzazione centralizzata		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	85,14
	Sostegno annuo complessivo (€)	596.831

Regimi di sostegno per energie rinnovabili nell'anno 2009		
Climatizzazione centralizzata		
Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi)	Prezzo medio dei TEE (€/tep)	74,46
	Sostegno annuo complessivo (€)	0

1.3. CONTO TERMICO

Il D.Lgs. 28/2001, che ha recepito la Direttiva 28, ha previsto che dal 2012 gli interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e di incremento dell'efficienza energetica di piccole dimensioni, abbiano accesso ad un nuovo tipo di incentivo, commisurato alla produzione di energia termica da fonti rinnovabili o ai risparmi energetici generati, per un periodo non superiore a dieci anni.

In attuazione di quanto previsto dal D.Lgs. 28/11, il D.M. 28 dicembre 2012 recante: "Incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni" disciplina l'ammontare e le modalità di l'incentivazione dei suddetti interventi. Il decreto stanziava fondi per una spesa annua cumulata massima di 200 milioni di euro per gli interventi realizzati o da realizzare dalle amministrazioni pubbliche e una spesa annua cumulata pari a 700 milioni di euro per gli interventi realizzati da parte dei soggetti privati.

I soggetti ammessi al meccanismo sono:

- 1) le amministrazioni pubbliche, sia per gli interventi di incremento dell'efficienza energetica in edifici esistenti, nonché per interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili, avvalendosi anche dello strumento del finanziamento tramite terzi o di un contratto di rendimento energetico ovvero di un servizio energia, anche tramite l'intervento di una ESCO;
- 2) soggetti privati, intesi come persone fisiche, condomini e soggetti titolari di reddito di impresa o di reddito agrario, relativamente alla realizzazione degli interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili.

Per quanto riguarda l'efficienza energetica sono incentivabili i seguenti interventi:

- isolamento termico di superfici opache delimitanti il volume climatizzato;
- sostituzione di chiusure trasparenti comprensive di infissi delimitanti il volume climatizzato;
- sostituzioni di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale utilizzanti generatori di calore a condensazione;
- installazione di sistemi di schermatura e/o ombreggiamento di chiusure trasparenti.

Possono presentare richiesta di incentivazione per i suddetti interventi solo le pubbliche amministrazioni. Per tale tipologia di interventi, l'incentivo è calcolato fino al 40% delle spese ammissibili sostenute, nel rispetto di specifici limiti unitari di costo e di incentivo complessivo erogato. L'incentivo è ripartito in cinque rate annuali costanti.

Nell'ambito di interventi di piccole dimensioni di produzione di energia termica da fonti rinnovabili, sono eleggibili al meccanismo i seguenti:

- sostituzioni di impianti di climatizzazione invernale esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di pompe di calore, elettriche o a gas, utilizzanti energia aerotermica, geotermica o idrotermica;
- sostituzioni di impianti di climatizzazione invernale o di riscaldamento delle serre esistenti e dei fabbricati rurali esistenti con impianti di climatizzazione invernale dotati di generatore di calore alimentato a biomassa;
- installazione di collettori solari termici, anche abbinati a sistemi di *solar cooling*, fino a 1.000 mq;
- sostituzioni di scaldacqua elettrici con scaldacqua a pompe di calore.

Possono presentare richiesta di incentivazioni per tali richieste sia le amministrazioni pubbliche sia soggetti privati. Per la suddetta tipologia di interventi, l'incentivo è calcolato in base alla producibilità presunta di energia termica, in funzione della tecnologia, della taglia e della zona climatica, e valorizzando l'energia prodotta attraverso coefficienti dipendenti dalla tecnologia e dalla taglia. Sono previsti coefficienti premianti in relazione a valori bassi di emissioni di particolato per i generatori di calore a biomassa. L'incentivo è ripartito in due o cinque rate annuali costanti, in funzione della tipologia di intervento e della taglia.

Il decreto prevede che per gli interventi inerenti l'installazione di pompe di calore o generatori di calore a biomassa per la climatizzazione invernale con potenza termica nominale compresa tra 500 kW e 1000 kW, l'accesso al meccanismo è subordinato all'iscrizione ad appositi registri.

1.4. DETRAZIONI FISCALI

Gli impianti solari termici, le pompe di calore ad alta efficienza, i sistemi geotermici a bassa entalpia, i generatori di calore a biomassa possono usufruire di un ampio 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 in 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 misura della detrazione fiscale del 55% introdotta dalla Finanziaria 2007 è stata prorogata, infatti, dalla Legge 22 dicembre 2011, n. 214 fino al 31 dicembre 2012 che, inoltre, l'ha estesa anche alle spese per interventi di sostituzione di scaldacqua tradizionali con scaldacqua a pompa di calore per la produzione di acqua calda sanitaria. La Legge n. 90/2013 di conversione del Decreto Legge 4 giugno 2013 n. 63 ha prorogato le detrazioni per tutti gli interventi già incentivati fino al 31 dicembre 2013 e, nel caso di interventi su parti comuni degli edifici condominiali o che interessino tutte le unità immobiliari di cui si compone il condominio, fino al 30 giugno 2014; inoltre, per spese sostenute a partire dal 6 giugno 2013 (data di entrata in vigore del D.L. 63/2013) è stato fissato l'innalzamento dell'entità della detrazione dal 55% al 65%. Infine, la legge di Stabilità 2014 ha disposto un'ulteriore proroga delle detrazioni fiscali del 65% per gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici.

In definitiva, per le spese sostenute fino al 31 dicembre 2014 si potrà usufruire della detrazione del 65%, quota che decrescerà al 50% nel 2015 e tornerà al 36% nel 2016. Per quanto riguarda gli interventi sulle parti comuni dei condomini o che interessano tutte le unità immobiliari dei condomini, le spese sostenute fino al 30 giugno 2015 saranno detraibili al 65%, mentre quelle effettuate fino al 30 giugno 2016 usufruiranno del bonus al 50%.

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

TIPO DI INTERVENTO	DETRAZIONE MASSIMA
riqualificazione energetica di edifici esistenti	100.000 euro (55% di 181.818,18 euro)
installazione di pannelli solari termici	60.000 euro (55% di 109.090,90 euro)
sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale	30.000 euro (55% di 54.545,45 euro)

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 (tra cui anche i titolari di un diritto reale sull'immobile, i condomini per gli interventi sulle parti comuni condominiali, gli inquilini, chi detiene l'immobile in comodato);
- 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.

Di seguito una tabella riepilogativa degli importi portati in detrazione fiscale per interventi di incentivazione del risparmio energetico e dell'utilizzo di fonti rinnovabili per il soddisfacimento di fabbisogni termici nel settore edilizio per gli anni 2010 e 2011.

Detrazioni fiscali del 55% per tipologia di intervento (€)

	2010	2011
Interventi di riqualificazione energetica globale (comma 344 dell'art. 1 della Legge 296/2006)	29.000.000 €	49.765.000 €
Interventi sull'involucro edilizio (comma 345 dell'art. 1 della Legge 296/2006)	1.451.000.000 €	1.088.035.000 €
Pannelli solari per la produzione di acqua calda (comma 346 art. 1 Legge 296/2006)	194.000.000 €	115.600.000 €
Sostituzione di impianti di climatizzazione invernali (comma 347 dell'art. 1 della Legge 296/2006)	859.000.000 €	566.600.000 €

2. REGIMI DI SOSTEGNO FINALIZZATI A PROMUOVERE L'USO DELLE FONTI DI ENERGIA RINNOVABILI NEL SETTORE ELETTRICO.

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

In Italia, durante il biennio 2011-2012, i meccanismi di incentivazione accessibili per nuovi impianti di produzione di energia elettrica da FER sono stati i seguenti:

- Conto Energia (CE), rivolto agli impianti fotovoltaici e solari termodinamici;
- Certificati Verdi (CV), rivolto agli impianti non alimentati dalla fonte solare;
- Tariffe Onnicomprensive (TO), rivolto agli impianti fino ad 1 MW (200 kW per gli eolici) non alimentati dalla fonte solare.

Per completezza può essere citato anche il meccanismo CIP6 /92 (del tipo *feed-in tariff*), non più accessibile per nuovi impianti essendo stato sostituito dal sistema dei Certificati Verdi.

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

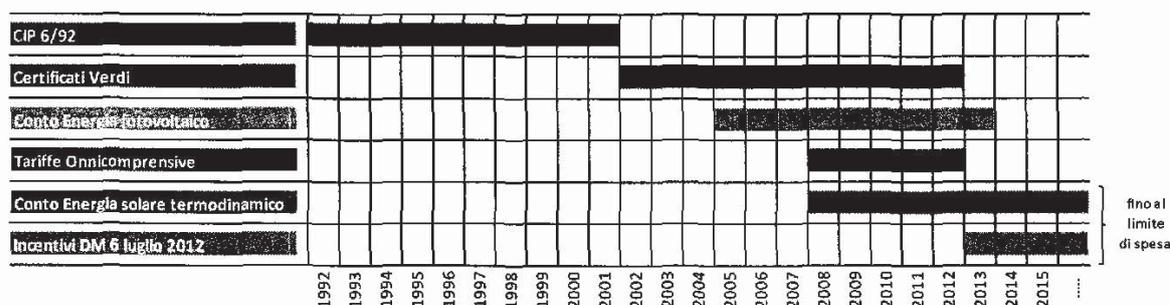
- Ritiro Dedicato (RID), rivolto agli impianti programmabili fino a 10 MVA e a quelli non programmabili di qualsiasi potenza. Il RID consiste nella possibilità di far ritirare (e remunerare) l'energia al GSE, che la colloca poi sul mercato;
- Scambio sul Posto (SSP), rivolto agli impianti fino a 200 kW. 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.

Nel corso del 2013 i meccanismi di supporto all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili hanno subito importanti modifiche. A partire dal gennaio 2013 i meccanismi dei Certificati Verdi e delle Tariffe Onnicomprensive sono stati sostituiti dagli incentivi previsti dal D.M. 6 luglio 2012. Tale decreto, che ha introdotto diverse tipologie di tariffe incentivanti (tariffe premio variabili e nuove tariffe onnicomprensive), ha stabilito dei contingenti annui di potenza incentivabile e delle nuove modalità di accesso agli incentivi tramite iscrizione a registri e aste al ribasso sul valore degli incentivi. Inoltre, gli impianti che accedono agli incentivi del D.M. 6 luglio 2012 non possono usufruire dei servizi di Ritiro Dedicato e Scambio sul Posto.

Per quanto riguarda il settore fotovoltaico, a giugno 2013, si è esaurito il budget complessivamente disponibile (6,7 miliardi di euro/anno) per finanziare nuovi investimenti tramite le tariffe del Conto Energia, meccanismo di incentivazione che storicamente ha supportato l'intera crescita del settore fotovoltaico in Italia negli ultimi anni. A partire dal 7 luglio 2013 gli investimenti in impianti fotovoltaici non hanno avuto più accesso alle tariffe incentivanti del Conto Energia (tranne casi particolari previsti dalla legge). Le realizzazioni avvenute nel secondo semestre 2013 sono state supportate principalmente tramite lo Scambio sul Posto e/o tramite un meccanismo di detrazione fiscale.

Il Conto Energia per gli impianti solari termodinamici rimane tuttora in vigore con alcune modifiche introdotte dal D.M. 6 luglio 2012.

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).



Meccanismi di incentivazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili accessibili nel biennio 2011-2012

Tipo di impianto	Meccanismo di incentivazione	Periodo di incentivazione	Incentivo	Valorizzazione energia
Impianti FER (no fonte solare)	Certificati Verdi	15 anni	Vendita CV attribuiti all'energia prodotta	Autoconsumo o libero mercato Ritiro Dedicato ¹ Scambio sul Posto ²
	Tariffe Onnicomprensive (impianti di piccola taglia ³)	15 anni	Tariffe onnicomprensive sull'energia immessa in rete	
Impianti FTV (solari fotovoltaici)	IV Conto Energia FTV ⁴	20 anni	Tariffe premio fisse sull'energia prodotta	Autoconsumo o libero mercato Ritiro Dedicato ¹ Scambio sul Posto ²
	V Conto Energia FTV ⁵	20 anni	Impianti di potenza ≤ 1 MW: Tariffe onnicomprensive sull'energia immessa in rete e Tariffe premio sull'energia autoconsumata Impianti di potenza > 1 MW: Tariffe premio variabili sull'energia immessa in rete e Tariffe premio sull'energia autoconsumata	Autoconsumo o libero mercato
Impianti CSP (solari termodinamici)	Conto Energia CSP	25 anni	Tariffe premio fisse sull'energia prodotta	Autoconsumo o libero mercato Ritiro Dedicato ¹ Scambio sul Posto ²

(1) Impianti di potenza inferiore a 10 MVA o di qualsiasi potenza nel caso di fonti rinnovabili non programmabili.
(2) Impianti di potenza fino a 200 kW.
(3) Impianti di potenza non superiore a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici).
(4) In vigore dal 31/05/2011 al 27/08/2012
(5) In vigore dal 27/08/2012 al 6/07/2013

Meccanismi di incentivazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili accessibili nel 2013

Tipo di impianto	Meccanismo di incentivazione	Periodo di incentivazione	Incentivo	Valorizzazione energia
Impianti FER (no fonte solare)	D.M. 6 luglio 2012	20-30 anni a seconda della fonte e della potenza	Impianti di potenza ≤ 1 MW: Tariffe onnicomprensive sull'energia immessa in rete	
			Impianti di potenza > 1 MW: Tariffe premio variabili sull'energia immessa in rete	Autoconsumo o libero mercato
Impianti FTV (solari fotovoltaici)	V Conto Energia FTV ³	20 anni	Impianti di potenza ≤ 1 MW: Tariffe onnicomprensive sull'energia immessa in rete e Tariffe premio sull'energia autoconsumata	
			Impianti di potenza > 1 MW: Tariffe premio variabili sull'energia immessa in rete e Tariffe premio sull'energia autoconsumata	Autoconsumo o libero mercato
Impianti CSP (solari termodinamici)	Conto Energia CSP	25 anni	Tariffe premio fisse sull'energia prodotta	Autoconsumo o libero mercato Ritiro Dedicato ¹ Scambio sul Posto ²

(1) Impianti di potenza inferiore a 10 MVA o di qualsiasi potenza nel caso di fonti rinnovabili non programmabili.
(2) Impianti di potenza fino a 200 kW
(3) In vigore dal 27/08/2012 al 6/07/2013

2.2. CIP 6/92

Il CIP 6 è un meccanismo di incentivazione, introdotto in Italia nel 1992, consistente in una forma di remunerazione amministrata dell'energia, attraverso una tariffa incentivante il cui valore è aggiornato nel tempo. Concettualmente si può inquadrare come una tipologia di *feed-in tariff*.

Attualmente non è più possibile accedere a questo meccanismo (nel 2002 gli è succeduto il sistema dei Certificati Verdi), che continua però ad avere effetti nei confronti di quegli impianti che hanno sottoscritto l'apposita convenzione durante la vigenza del provvedimento.

2.3. CONTO ENERGIA PER GLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

Il Conto Energia è stato regolato a partire dal 2005 da 5 decreti ministeriali, l'ultimo dei quali è stato il D.M. 5 luglio 2012 (V Conto Energia), entrato in vigore il 27 agosto 2012. Il Quinto Conto Energia ha cessato di applicarsi il 6 luglio 2013, ovvero decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 6,7 miliardi di euro (limite di spesa massimo), comunicata dall'AEEG con la deliberazione 250/2013/R/EFR.

Le tariffe incentivanti del Quinto Conto Energia sono riconosciute alle seguenti tipologie tecnologiche:

- impianti fotovoltaici, suddivisi per tipologie di installazioni (art. 7 D.M. 5 luglio 2012);
- impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative (art. 8 D.M. 5 luglio 2012);
- impianti fotovoltaici a concentrazione (art. 9 D.M. 5 luglio 2012);

Gli interventi ammessi dal Decreto sono quelli di nuova costruzione, rifacimento totale o potenziamento. Le tariffe incentivanti previste dal Quinto Conto Energia sono alternative rispetto ai meccanismi dello scambio sul posto, del ritiro dedicato e della cessione dell'energia al mercato (per i soli impianti di potenza fino a 1 MW)

Il Quinto Conto energia ha previsto due distinti meccanismi di accesso agli incentivi, a seconda della tipologia d'installazione e della potenza nominale dell'impianto:

- impianti ad **accesso diretto** (fino a 50 kW su edifici in sostituzione di coperture di eternit; integrati con caratteristiche innovative; a concentrazione; realizzati dalla Pubblica Amministrazione; etc.);
- impianti, diversi dai precedenti, che possono accedere agli incentivi previa iscrizione in posizione utile in appositi **Registri**, ciascuno dei quali caratterizzato da un proprio **limite di costo**, individuato dal Decreto.

Tariffe incentivanti

Gli incentivi riconosciuti sono ventennali. Il Quinto Conto Energia, a differenza dei precedenti meccanismi di incentivazione, remunera con una **tariffa omnicomprensiva** la quota di energia netta immessa in rete dall'impianto e, con una **tariffa premio**, la quota di energia netta consumata in sito.

In particolare, il GSE eroga:

- 1) sulla quota di produzione netta immessa in rete, per gli impianti di potenza nominale fino a 1 MW, una tariffa omnicomprensiva, determinata sulla base della potenza e della tipologia dell'impianto;
- 2) sulla quota di produzione netta immessa in rete, per gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW, la differenza, se positiva, fra la tariffa omnicomprensiva e il prezzo zonale orario. Nei casi in cui il prezzo zonale orario sia negativo, tale differenza non può essere superiore alla tariffa omnicomprensiva applicabile all'impianto. L'energia prodotta dagli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW resta nella disponibilità del produttore;
- 3) una tariffa premio sulla quota di produzione netta consumata in sito.

Nel caso di un **impianto con autoconsumo** la tariffa spettante sarà, quindi, data dalla somma della tariffa omnicomprensiva sulla quota di produzione netta immessa in rete e della tariffa premio sulla quota di produzione netta consumata.

Sono stati previsti molteplici premi sulle tariffe base.

Di seguito, per completezza di informazione, si indicano le tariffe previste dal V Conto Energia.

Tariffe per gli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio nel primo semestre di applicazione

Intervallo di potenza [kW]	Impianti sugli edifici		altri impianti fotovoltaici	
	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1 ≤ P ≤ 3	208	126	201	119
3 < P ≤ 20	196	114	189	107
20 < P ≤ 200	175	93	168	86
200 < P < 1000	142	60	135	53
1000 < P ≤ 5000	126	44	120	38
P > 5000	119	37	113	31

Tariffe per gli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio nel secondo semestre di applicazione

Intervallo di potenza [kW]	Impianti sugli edifici		altri impianti fotovoltaici	
	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1 ≤ P ≤ 3	182	100	176	94
3 < P ≤ 20	171	89	165	83
20 < P ≤ 200	157	75	151	69
200 < P < 1000	130	48	124	42
1000 < P ≤ 5000	118	36	113	31
P > 5000	112	30	106	24

Tariffe per gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative che entrano in esercizio nel primo semestre di applicazione

Intervallo di potenza [kW]	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1 ≤ P ≤ 20	288	186
20 < P ≤ 200	276	174
P > 200	255	153

Tariffe per gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative che entrano in esercizio nel secondo semestre di applicazione

Intervallo di potenza [kW]	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1 ≤ P ≤ 20	242	160
20 < P ≤ 200	231	149
P > 200	217	135

Tariffe per gli impianti fotovoltaici integrati a concentrazione che entrano in esercizio nel primo semestre di applicazione

Intervallo di potenza [kW]	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1 ≤ P ≤ 20	259	157
20 < P ≤ 1000	238	136
P > 1000	205	103

Tariffe per gli impianti fotovoltaici integrati a concentrazione che entrano in esercizio nel secondo semestre di applicazione

Intervallo di potenza [kW]	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1 ≤ P ≤ 20	215	133
20 < P ≤ 1000	201	119
P > 1000	174	92

2.4. CONTO ENERGIA PER GLI IMPIANTI SOLARI TERMODINAMICI

Il meccanismo di incentivazione in Conto energia per gli impianti solari termodinamici, regolato dal D.M. 11 Aprile 2008 e dalle successive modifiche apportate dal D.M. 6 luglio 2012, remunera, con apposite tariffe incentivanti, l'energia elettrica prodotta da un impianto solare termodinamico, per un periodo di 25 anni. Le tariffe restano costanti per il periodo d'incentivazione.

Nel caso di impianti ibridi, cioè alimentati sia da fonte solare che da altre fonti, solo l'energia elettrica derivante da fonte solare è incentivata con le tariffe del Conto energia.

Possono accedere all'incentivazione gli impianti solari termodinamici, anche ibridi, di nuova costruzione ed entrati in esercizio in data successiva al 18 luglio 2008, collegati alla rete elettrica e che rispettano i seguenti requisiti:

- non utilizzano come fluido termovettore o come mezzo di accumulo sostanze e preparati classificati come molto tossici, tossici e nocivi ai sensi delle direttive 67/548/CEE e 1999/45/CE e loro successive modificazioni (se il sito di ubicazione dell'impianto è in area industriale non è richiesto il predetto requisito);
- sono dotati di un sistema di accumulo termico con capacità nominale superiore a 1,5 kWh/m² e di una superficie captante maggiore di 2.500 m² per impianti entrati in esercizio entro il 31/12/2012, mentre per impianti entrati in esercizio in data successiva al 31/12/2012 la capacità nominale di accumulo varia in base alla superficie captante (da > 1,5 kWh/mq per superfici > 50.000 mq a nessuna capacità di accumulo per superfici fino a 10.000 mq).

È inoltre previsto un limite massimo di potenza incentivabile, ivi inclusa la parte solare per gli impianti ibridi, pari a 2.500.000 m² di superficie captante.

Le tariffe incentivanti

Le tariffe incentivanti per gli impianti solari termodinamici sono riconosciute per un periodo di 25 anni dall'entrata in esercizio dell'impianto e variano:

- in funzione della frazione d'integrazione - ovvero della percentuale di energia elettrica prodotta annualmente da fonte non solare;
- in funzione della superficie captante - ovvero della somma delle aree di tutti i captatori solari dell'impianto solare termodinamico, anche ibrido;

Gli incentivi vengono riconosciuti per l'energia elettrica prodotta dall'impianto esclusivamente per la produzione solare imputabile, misurata da un gruppo di misura posizionato a valle dei gruppi generatori interessati. Le tariffe incentivanti si aggiungono ai ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete.

Tariffe per gli impianti entrati in esercizio entro il 31/12/2012

Frazione di integrazione	Tariffa €/kWh
Fino a 0,15	0,28
Tra 0,15 e 0,50	0,25
Oltre 0,50	0,22

Tariffe per gli impianti che entrano in esercizio dal 31/12/2012 al 31/12/2015 aventi una superficie captante fino ai 2.500 mq

Frazione di integrazione	Tariffa €/kWh
Fino a 0,15	0,36
Tra 0,15 e 0,50	0,32
Oltre 0,50	0,30

Tariffe per gli impianti che entrano in esercizio dal 31/12/2012 al 31/12/2015 aventi una superficie captante superiore a 2.500 mq

Frazione di integrazione	Tariffa €/kWh
Fino a 0,15	0,32
Tra 0,15 e 0,50	0,30
Oltre 0,50	0,27

Agli impianti che entrano in esercizio nel 2016 e nel 2017 sono applicate le tariffe relative all'anno 2015 decurtate rispettivamente del 5% e del 10%. In assenza di ulteriori decreti, per gli anni successivi al 2017 continueranno ad applicarsi le tariffe applicate agli impianti che entrano in esercizio nell'anno 2017.

2.5. CERTIFICATI VERDI (CV)

I Certificati Verdi sono titoli negoziabili, rilasciati dal GSE in misura proporzionale all'energia prodotta da un impianto qualificato IAFR (impianto alimentato da fonti rinnovabili), in numero variabile a seconda del tipo di fonte rinnovabile e di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento e rifacimento).

Il meccanismo si basa sull'obbligo, posto dalla normativa a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili. Il possesso dei Certificati Verdi dimostra l'adempimento di questo obbligo: ogni Certificato Verde attesta convenzionalmente la produzione di 1 MWh di energia rinnovabile. I Certificati Verdi hanno validità triennale: quelli rilasciati per la produzione di energia elettrica in un dato anno (anno di riferimento dei CV) possono essere usati per ottemperare all'obbligo anche nei successivi due anni. L'obbligo può essere rispettato in due modi: immettendo in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando i Certificati Verdi dai produttori di energia "verde".

Dopo un decennio di funzionamento, il sistema dei Certificati Verdi è stato sostituito, a partire dal 2013, con un nuovo sistema di incentivazione definito nel **D.M. 6 luglio 2012**. Conseguentemente la quota d'obbligo nei prossimi anni si ridurrà progressivamente secondo le previsioni del D.Lgs. 28/2011.

Evoluzione dell'obbligo di annullamento dei Certificati Verdi

Anno di riferimento (anno di produzione da fonti fossili)	Energia soggetta ad obbligo (TWh)	OBBLIGO PERCENTUALE	Anno di assolvimento dell'obbligo	Milioni di CV da annullare (taglia 1 MWh)
2001	161,62	2,00%	2002	3,23
2002	180,91	2,00%	2003	3,62
2003	203,15	2,00%	2004	4,06
2004	193,75	2,35%	2005	4,55
2005	202,65	2,70%	2006	5,46
2006	189,94	3,05%	2007	5,79
2007	186,73	3,80%	2008	7,10
2008	186,91	4,55%	2009	8,50
2009	153,71	5,30%	2010	8,14
2010	147,80	6,05%	2011	8,94
2011	170,95	6,80%	2012	11,62
2012	152,19	7,55%	2013	11,49
2013		5,03%	2014	
2014		2,52%	2015	
2015		0,00%	2016	

I Certificati Verdi sono rilasciati, per un periodo di 15 anni, in numero pari al prodotto della "produzione annua netta di energia elettrica incentivata (E_i)", espressa in MWh, per un coefficiente K, differente per ogni fonte rinnovabile. L'energia incentivata E_i dipende dalla categoria di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento, rifacimento) e dall'energia annua netta prodotta. Per gli impianti di nuova costruzione l'energia incentivata E_i corrisponde alla produzione annua netta dell'impianto.

Dal 2008 agli impianti fotovoltaici non è più consentito l'accesso al meccanismo dei Certificati Verdi (ma naturalmente continuano a beneficiare di questo meccanismo gli impianti che vi hanno avuto accesso prima di tale data).

Coefficienti moltiplicativi k per l'attribuzione del numero dei CV.

Fonte	Coefficiente
Eolica on-shore	1,00
Eolica off-shore	1,50
Geotermica	0,90
Moto ondoso e maremotrice	1,80
Idraulica	1,00
Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,30
Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestali, ottenute nell'ambito di intese di filiera, contratti quadro o filiere corte	1,80
Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80

Certificati Verdi emessi dal 2002 al 2013 (1 CV = 1 MWh)

Anno	Idroelettrici	Eolici	Solari	Marini	Geoterm.	Bioenergie	Totale
2002	452.750	148.000	400	-	187.100	138.352	926.602
2003	596.100	181.200	800	-	482.500	270.444	1.531.044
2004	1.501.050	464.000	800	-	606.900	509.820	3.082.570
2005	1.692.900	1.281.550	1.100	-	629.950	772.889	4.378.389
2006	2.164.799	2.002.000	2.226	-	844.850	955.532	5.969.407
2007	2.921.494	2.653.229	3.096	-	865.644	1.324.515	7.767.978
2008	4.335.632	3.670.792	5.044	-	947.336	2.282.586	11.241.390
2009	6.927.945	5.541.061	4.887	4	936.341	4.515.434	17.925.672
2010	7.771.735	8.170.845	4.160	-	988.650	5.709.566	22.644.956
2011	7.089.222	9.227.086	3.695	-	1.308.575	5.753.295	23.381.873
2012(*)	6.625.225	12.479.362	2.271	-	1.378.913	6.626.520	27.112.291
(*) valori preliminari							

Valutazione indicativa del controvalore dei Certificati Verdi emessi dal 2010 al 2012

	2010		2011		2012(*)	
	CV emessi [milioni di CV, 1CV=1MWh]	Controvalore CV [milioni di euro]	CV emessi [milioni di CV, 1CV=1MWh]	Controvalore CV [milioni di euro]	CV emessi [milioni di CV, 1CV=1MWh]	Controvalore CV [milioni di euro]
Idroelettrici	7,8	679	7,1	582	6,6	532
Eolici	8,2	714	9,2	758	12,5	1.002
Solari	≈0	≈0	≈0	≈0	≈0	≈0
Marini	-	-	-	-	-	-
Geotermoelettrici	1,0	86	1,3	107	1,3	110
Bioenergie	5,7	499	5,8	472	6,6	532
Totale	22,6	1.979	23,4	1.920	27,1	2.178
Valore di riferimento dei CV [€/MWh]**		87,38		82,12		80,34
(*) dato preliminare						
(**) è stato considerato il valore di ritiro dei CV da parte del GSE nell'anno successivo a quello di emissione						

2.6. TARIFFE ONNICOMPRESIVE

Al sistema incentivante della Tariffe Onnicomprensive (alternativo a quello dei Certificati Verdi) hanno potuto accedere gli impianti alimentati a fonti rinnovabili con potenza inferiore a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici), entrati in esercizio tra il 2008 e il 2012.

Consiste in tariffe fisse di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete, corrisposte per 15 anni, differenziate a seconda della fonte rinnovabile. Il valore delle TO include sia la componente incentivante sia la componente di vendita dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete.

Nella tabella sottostante sono illustrati i valori delle TO, diversi a seconda della fonte.

Valori delle Tariffe Onnicomprensive

Fonte	Tariffa [Euro/kWh]
Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	0,30
Geotermica	0,20
Moto ondoso e maremotrice	0,34
Idraulica diversa da quella del punto precedente	0,22
Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi fatte salve 3 eccezioni (che dunque non sono escluse): - oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009; - alcol etilico di origine agricola proveniente dalla distillazione dei sottoprodotti della vinificazione; - residui di macellazione, sottoprodotti delle attività agricole, agroalimentari e forestali (non sono considerati liquidi anche qualora subiscano, nel sito di produzione dei medesimi residui e sottoprodotti o dell'impianto di conversione in energia elettrica, un trattamento di liquefazione o estrazione meccanica)	0,28
Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	0,18

Energia ritirata relativa, costo di ritiro e onere di incentivazione degli impianti in regime di Tariffa Onnicomprensiva tra il 2010 e il primo semestre 2012

Tipologia	2010			2011			2012		
	Energia [GWh]	Costo di ritiro energia [€mln]	Onere di incentivazione (*) [€mln]	Energia [GWh]	Costo di ritiro energia [€mln]	Onere di incentivazione (*) [€mln]	Energia [GWh]	Costo di ritiro energia [€mln]	Onere di incentivazione (*) [€mln]
Idroelettrici a serbatoio	0,9	0,2	0,1	0,5	0,1	0,1	1,0	0,2	0,1
Idroelettrici a bacino	7,5	1,6	1,1	6,3	1,4	0,9	8,2	1,8	1,2
Idroelettrici ad acqua fluente	504,4	111	77,3	626,2	137,8	91,0	808,9	178,0	115,7
Idroelettrici su acquedotto				31,0	7,0	4,7	33,0	7,3	4,8
Eolici	1,8	0,5	0,4	4,4	1,3	1,0	12,3	3,7	2,8
Biomasse solide	41,8	11,7	8,9	93,5	26,2	19,2	160,4	44,8	32,4
Bioliquidi	95,8	23,9	17,5	121,4	30,4	21,3	194,2	42,2	27,2
Biogas	556,1	155,3	118,1	1491,2	417,4	306,0	2647,4	741,1	537,3
Gas di discarica	123,7	22,3	14,0	167,5	30,2	17,7	204,5	36,8	21,1
Totale complessivo	1.331	326	237	2.542	652	462	4.070	1.056	743
Controvalore dell'energia sul mercato elettrico [€/MWh] (**)			66,9			74,72			77,00
(*) Valutazione indicativa ottenuta sottraendo al costo di ritiro dell'energia incentivata il ricavo derivante dalla vendita sul mercato della medesima energia									
(**) è stato considerato il prezzo medio di cessione dell'energia elettrica da fonte rinnovabile non programmabile									

2.7. LE TARIFFE INCENTIVANTI INTRODOTTE DAL D.M. 6 LUGLIO 2012

Il D.M. 6 luglio 2012 stabilisce modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili, diverse da quella solare fotovoltaica, nuovi, integralmente ricostruiti, riattivati, oggetto di intervento di potenziamento o di rifacimento, che entrano in esercizio dal 1° gennaio 2013.

Il medesimo Decreto disciplina anche le modalità con cui gli impianti già in esercizio passeranno, a partire dal 2016, dal meccanismo dei Certificati Verdi ai nuovi meccanismi di incentivazione.

Viene introdotto un limite al costo indicativo cumulato di tutte le tipologie di incentivo riconosciute agli impianti a fonte rinnovabile, diversi dai fotovoltaici, che **non può superare complessivamente il valore di 5,8 miliardi di euro annui**.

Il nuovo sistema di incentivazione introduce anche dei contingenti annuali di potenza incentivabile, relativi a ciascun anno dal 2013 al 2015, 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).

Modalità di accesso agli incentivi

Il Decreto definisce quattro diverse modalità di accesso agli incentivi, a seconda della potenza dell'impianto e della categoria di intervento (art. 4):

- **Accesso diretto**, nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza non superiore ad un determinato limite (art. 4 comma 3), per determinate tipologie di fonte o per specifiche casistiche;
- **Iscrizione a Registri**, in posizione tale da rientrare nei contingenti annui di potenza incentivabili (art. 9 comma 4), nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto agli incentivi e inferiore al valore di soglia oltre il quale è prevista la partecipazione a procedure di Aste competitive al ribasso;
- **Iscrizione a Registri per gli interventi di rifacimento**, in posizione tale da rientrare nei relativi contingenti annui di potenza incentivabile (art. 17 comma 1), nel caso di rifacimenti di impianti la cui potenza successiva all'intervento è superiore a quella massima ammessa per l'accesso diretto;
- **Aggiudicazione degli incentivi partecipando a procedure competitive di aste al ribasso**, nel caso di interventi di nuova costruzione, integrale ricostruzione, riattivazione o potenziamento con potenza superiore a un determinato valore di soglia (10 MW per gli impianti idroelettrici, 20 MW per gli impianti geotermoelettrici e 5MW per gli altri impianti a fonti rinnovabili);

Tipologia di incentivi

Gli incentivi sono riconosciuti sulla produzione di energia elettrica netta immessa in rete dall'impianto. L'energia elettrica autoconsumata non ha pertanto accesso agli incentivi. Sono previsti due distinti meccanismi incentivanti, individuati sulla base della potenza, della fonte rinnovabile e della tipologia dell'impianto:

A) una **tariffa incentivante onnicomprensiva (To)** per gli impianti di potenza fino a 1 MW, determinata dalla somma tra una tariffa incentivante base - il cui valore è individuato per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza nell'Allegato 1 del Decreto - e l'ammontare di eventuali premi (es. cogenerazione ad alto rendimento, riduzione emissioni, etc.).

B) un **incentivo (I)** per gli impianti di potenza superiore a 1 MW e per quelli di potenza fino a 1 MW che non optano per la tariffa onnicomprensiva, 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.

L'accesso agli incentivi stabiliti dal D.M. 6 luglio 2012 è alternativo ai meccanismi dello scambio sul posto e del ritiro dedicato.

Tariffe incentivanti

Per ciascuna fonte, tipologia di impianto e classe di potenza, è individuato il valore delle tariffe incentivanti base (Tb) di riferimento per gli impianti che entrano in esercizio nel 2013 (Allegato 1, Tabella 1.1. del Decreto). Le tariffe si riducono del 2% per ciascuno degli anni successivi fino al 2015, fatte salve le eccezioni previste nel caso di mancato raggiungimento dell'80% della potenza del contingente annuo previsto per i registri e per le aste (art. 7, comma 1 del Decreto).

Il Decreto definisce anche una serie di premi (Pr) che si possono aggiungere alla tariffa base, ai quali possono accedere particolari tipologie di impianti che rispettano determinati requisiti di esercizio (artt. 8, 26, 27, Allegato 1, Tabella 1.1 del Decreto).

I nuovi incentivi hanno durata pari alla vita media utile convenzionale della specifica tipologia di impianto, indicata nell'Allegato 1 del Decreto.

Allegato 1, Tabella 1.1

Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza	VITA UTILE degli IMPIANTI	tariffa incentivante base	
		kW	anni	€/MWh	
Eolica	On-shore	1<P≤20	20	291	
		20<P≤200	20	268	
		200<P≤1000	20	149	
		1000<P≤5000	20	135	
		P>5000	20	127	
	Off-shore (1)	1<P≤5000	25	176	
		P>5000	25	165	
Idraulica	Ad acqua fluente (compresi gli impianti in acquedotto)	1<P≤20	20	257	
		20<P≤500	20	219	
		500<P≤1000	20	155	
		1000<P≤10000	25	129	
		P>10000	30	119	
	A bacino o a serbatoio	1<P≤10000	25	101	
		P>10000	30	96	
Oceanica (comprese mare e moto ondoso)		1<P≤5000	15	300	
		P>5000	20	194	
Geotermica		1<P≤1000	20	135	
		1000<P≤20000	25	99	
		P>20000	25	85	
Gas di discarica		1<P≤1000	20	99	
		1000<P≤20000	20	94	
		P>20000	20	90	
Gas residuati dei processi di depurazione		1<P≤1000	20	111	
		1000<P≤5000	20	88	
		P>5000	20	85	
Biogas	a) prodotti di origine biologica	1<P≤300	20	180	
		300<P≤600	20	160	
		600<P≤1000	20	140	
		1000<P≤5000	20	104	
		P>5000	20	91	
		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	236
	300<P≤600		20	206	
	600<P≤1000		20	178	
	1000<P≤5000		20	125	
	P>5000		20	101	
	c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente con le modalità di cui all'Allegato 2		1<P≤1000	20	216
		1000<P≤5000	20	109	
P>5000		20	85		
Biomasse		a) prodotti di origine biologica	1<P≤300	20	229
			300<P≤1000	20	180
			1000<P≤5000	20	133
	P>5000		20	122	
	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	257	
		300<P≤1000	20	209	
1000<P≤5000		20	161		
P>5000		20	145		
c) rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente con le modalità di cui all'Allegato 2	1<P≤5000	20	174		
	P>5000	20	125		
Bioliquidi sostenibili		1<P≤5000	20	121	
		P>5000	20	110	

(1) Per gli impianti eolici offshore i cui soggetti responsabili non si avvalgono di quanto previsto l'articolo 25, comma 3, e realizzano a proprie spese le opere di connessione alla rete elettrica, spetta un premio pari a 40 €/MWh.

Nelle tabelle che segue sono indicati i primi risultati del D.M. 6/7/2013.

Impianti ammessi agli incentivi del D.M. 6 luglio 2012 al 30 giugno 2013

Tipologia	Numero di impianti	Potenza [MW]	Energia incentivabile annua [GWh]
Idraulica a bacino/serbatoio	3	3,7	30
Idraulica acqua fluente	171	80,6	495
Idraulica su acquedotto	10	1,5	11
Eolica onshore	335	474,1	723
Eolica offshore	1	30,0	75
Geotermica	3	76,5	357
Biomasse	80	151,8	568
Bioliquidi sostenibili	5	4,4	9
Biogas	92	47,3	310
Gas di discarica	5	3,4	18
Totale complessivo	705	873,3	2.594

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

Il "costo indicativo cumulato annuo degli incentivi" riconosciuti agli impianti a fonti rinnovabili rappresenta una stima dell'onere annuo potenziale, già impegnato anche se non ancora interamente sostenuto, degli incentivi riconosciuti agli impianti a fonti rinnovabili in attuazione dei vari provvedimenti di incentivazione statali che si sono succeduti in questo settore.

Nelle tabelle seguenti sono riportati i dati di dettaglio dei costi indicativi annui dei diversi meccanismi di incentivazione. Maggiori informazioni e un continuo aggiornamento dei dati sono disponibili al sito www.gse.it.

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

COSTO INDICATIVO ANNUO DELLE FONTI RINNOVABILI ELETTRICHE (Aggiornamento al 30/09/2013)	
Meccanismo	Costo indicativo annuo [€ milioni]
Certificati Verdi	2.582,4
Tariffa Onnicomprensiva	1.308,3
CIP6	208,2
Registri e Aste D.M. 6/7/2012	396,5
Impianti in esercizio D.M. 6/7/2012	8,7
Conto Energia fotovoltaico	6.700,0
TOTALE	11.204,1

COSTO INDICATIVO ANNUO CERTIFICATI VERDI (aggiornamento al 30/09/2013)		
Tipologia impianto	Numero di Certificati Verdi	Costo indicativo annuo
	[1 CV = 1 MWh]	[€ milioni]
Idraulica	8.293.975	666,3
Eolica	13.838.541	1.111,80
Moto ondoso	3	0
Geotermica	1.473.805	118,4
Biomasse	3.534.403	284
Bioliquidi	3.842.334	308,7
Biogas	1.160.895	93,3
Totale complessivo	32.143.956	2.582,40
COSTO INDICATIVO ANNUO Tariffa Onnicomprensiva (aggiornamento al 30/09/2013)		
Tipologia impianto	Energia incentivabile annua	Costo indicativo annuo
	[MWh]	[€ milioni]
Idraulica	1.471.276	213,7
Eolica	18.053	4
Moto ondoso	0	-
Geotermica	0	-
Biomasse	301.150	61,1
Bioliquidi	440.390	70,1
Biogas	4.803.268	959,4
Totale complessivo	7.034.137	1.308,30
COSTO INDICATIVO ANNUO CIP6 (aggiornamento al 30/09/2013)		
Tipologia impianto	Energia incentivabile annua	Costo indicativo annuo
	[MWh]	[€ milioni]
Idraulica	0	-
Eolica	204.650	6,2
Biomasse	1.602.170	191,6
Biogas	194.111	10,4
Totale complessivo	2.000.931	208,2
COSTO INDICATIVO ANNUO REGISTRI E ASTE D.M. 6/7/2012 (aggiornamento al 30/09/2013)		
Tipologia impianto	Energia incentivabile annua	Costo indicativo annuo
	[MWh]	[€ milioni]
Idraulica	1.151.150	86,3
Eolica	1.495.535	75,2
Moto ondoso	0	-
Geotermica	356.517	11,7
Biomasse	886.240	121,1
Bioliquidi	31.816	1,5
Biogas	735.977	100,7
Totale complessivo	4.657.234	396,5
COSTO INDICATIVO ANNUO IMPIANTI IN ESERCIZIO D.M. 6/7/2012 (aggiornamento al 30/09/2013)		
Tipologia impianto	Energia incentivabile annua	Costo indicativo annuo
	[MWh]	[€ milioni]
Idraulica	50.206	6,8
Eolica	3.664	0,6
Moto ondoso	0	-
Geotermica	0	-
Biomasse	2.604	0,6
Bioliquidi	0	-
Biogas	3.890	0,8
Totale complessivo	60.364	8,7
COSTO INDICATIVO ANNUO CONTO ENERGIA FOTOVOLTAICO (aggiornamento al 30/09/2013)		
Tipologia impianto	Potenza incentivata	Costo indicativo annuo
	[MW]	[€ milioni]
Fotovoltaico	18.217	6.700
COSTO INDICATIVO ANNUO CONTO ENERGIA Solare Termodinamico (aggiornamento al 30/09/2013)		
Tipologia impianto	Potenza incentivata	Costo indicativo annuo
	[MW]	[€ milioni]
Solare Termodinamico	0	0

2.8. DETRAZIONI FISCALI PER IMPIANTI A FONTI RINNOVABILI

La Legge Finanziaria 1998 ha introdotto la possibilità di detrarre dall'IRPEF (l'imposta sul reddito delle persone fisiche) una parte degli oneri sostenuti per ristrutturare le abitazioni e le parti comuni degli edifici residenziali.

Tra le varie tipologie di lavori per i quali è prevista la detrazione fiscale rientrano anche gli interventi finalizzati al conseguimento di risparmi energetici, compresa la realizzazione di impianti a fonti rinnovabili installati per far fronte ai bisogni energetici di edifici ad uso abitativo (ovvero per usi domestici, di illuminazione, alimentazione di apparecchi elettrici, ecc.).

Tipicamente, ad esempio, usufruiscono di questo tipo di incentivi gli impianti fotovoltaici asserviti ad utenze residenziali.

A seguito dei successivi aggiornamenti normativi (D.L. n. 83/2012, D.L. n. 63/2013, Legge di Stabilità 2014) si è andata delineando la seguente situazione:

- per le spese sostenute fino al 25 giugno 2012, la detrazione è pari al 36%, per un ammontare massimo di spesa di 48.000 euro per ciascuna unità immobiliare;
- per le spese sostenute dal 26 giugno 2012 al 31 dicembre 2014, la detrazione è pari al 50%, con un limite massimo di spesa di 96.000 euro per ciascuna unità immobiliare;
- per le spese sostenute nel 2015, la detrazione fiscale sarà ridotta al 40%;
- dal 1° gennaio 2016, la detrazione fiscale diventerà una misura strutturale e tornerà ad essere pari al 36% delle spese sostenute.

La detrazione è compatibile con lo Scambio sul Posto e con il Ritiro Dedicato.

Per l'acquisto degli impianti è applicabile un'aliquota fiscale del 10%.

3. REGIMI DI SOSTEGNO FINALIZZATI A PROMUOVERE L'USO DELLE FONTI DI ENERGIA RINNOVABILI NEL SETTORE DEI TRASPORTI.

I soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio di origine fossile per autotrazione hanno l'obbligo di immettere in consumo nel territorio nazionale una quota minima di biocarburanti crescente nel tempo; i medesimi soggetti possono assolvere al predetto obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri soggetti (di norma, per ogni 10 Gcal di biocarburante immesso, si ha diritto ad un "certificato di immissione in consumo").

Tale sistema (*biofuel blending obligation*) introdotto dalla legge 11 marzo 2006, n.81, costituisce l'incentivo all'impiego di biocarburanti nei trasporti.

Per il periodo dal 2012 al 2014 la 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 pari al 4,5%.

Il D.Lgs. 28/2011 ha potenziato questo sistema, prevedendo, tra l'altro, che:

- con apposito decreto, se necessario ai fini del raggiungimento degli obiettivi comunitari, la quota minima possa essere incrementata entro il 2020;
- a partire dal 2012 solo i biocarburanti sostenibili possono essere conteggiati ai fini del rispetto dell'obbligo;
- a partire dal 1/11/2012, i biocarburanti prodotti da rifiuti e sottoprodotti godono della maggiorazione *double counting* previsto dalla direttiva 2009/28/CE a condizione che tali rifiuti e sottoprodotti siano prodotti e trasformati in biocarburanti nel territorio comunitario (ad essi spetta un "certificato di immissione in consumo" ogni 5 Gcal di biocarburante, anziché ogni 10 Gcal).

I sottoprodotti ammessi al *double counting* sono inseriti in una lista esaustiva, modificabile con cadenza annuale, che allo stato attuale comprende:

- 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;
- feccia da vino e vinaccia;
- grassi animali di categoria 1 e di categoria 2 nel rispetto del Regolamento (CE) n. 1069/2009 e del Regolamento (CE) n. 142/2011 e della Comunicazione della Commissione sull'attuazione pratica del regime UE di sostenibilità per i biocarburanti e sulle norme di calcolo per i biocarburanti (2010/C 160/02).

La maggiorazione *double counting* si applica comunque a tutti i biocarburanti prodotti da alghe, materie cellulosiche o lignocellulosiche, indipendentemente dalla classificazione di queste ultime come materie di origine non alimentare, rifiuti o sottoprodotti.

Sono inoltre maggiormente incentivati fino al 31/12/2014 i biocarburanti prodotti nel territorio dell'Unione Europa da materie prime di origine comunitaria: a questi biocarburanti è riconosciuto un "certificato di immissione in consumo" per ogni 8 Gcal. Identico incentivo è riconosciuto qualora il soggetto obbligato immetta in consumo i biocarburanti extra-rete in miscele in cui la quota di biocarburanti è pari al 25% in volume.

Obbligo di immissione in consumo di biocarburanti	
Obbligo/quota: % del tenore energetico di carburante fossile immesso nell'anno precedente	2007: 1% 2008: 2% 2009: 3% 2010: 3,5% 2011: 4% Dal 2012 al 2014: 4,5%
Penale (€/Gcal)	Da 60 a 90 € per Gcal non immessa in consumo
Prezzo medio stimato del certificato (1 certificato = 10 Gcal)	400/450 € pari a 40/45€/Gcal

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 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 31 luglio 2009 "*Criteri e modalità per la fornitura ai clienti finali delle informazioni sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita, nonché sull'impatto ambientale della produzione*" (di seguito Decreto "*Fuel Mix*") le imprese che operano nel comparto della vendita dell'energia elettrica sono tenute a fornire informazioni ai clienti finali circa la composizione del mix energetico impiegato per produrre l'energia elettrica e circa l'impatto ambientale della produzione stessa. 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 pre-contrattuale, rispettando lo schema fornito dal Decreto *Fuel Mix*. Il cliente finale ha in questo modo la possibilità di confrontare il mix energetico della propria impresa di vendita con la composizione del mix energetico medio utilizzato per la produzione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico nazionale (cui contribuisce anche l'eventuale quota di energia importata). Al fine di assicurare la corretta determinazione del mix energetico delle imprese di vendita e del mix energetico nazionale, il citato Decreto ha fissato dei criteri cui devono attenersi imprese di vendita, produttori, importatori e traders che operano nel mercato elettrico italiano.

Il Decreto ha assegnato al GSE un ruolo centrale nell'intero processo di determinazione del mix energetico ("*processo disclosure*"). I principali compiti che il Decreto ha posto in capo al GSE sono i seguenti:

- definire una procedura di certificazione di origine da fonte rinnovabile dell'energia elettrica immessa in rete, che garantisca la trasferibilità dai produttori alle imprese di vendita, la tracciabilità informatica e l'unicità della titolarità della suddetta certificazione;
- individuare le procedure tecniche ai fini del calcolo del mix energetico dei soggetti coinvolti nel processo *disclosure* (dal produttore all'impresa di vendita);
- specificare e pubblicare i mix energetici dei soggetti inclusi nel processo *disclosure*, nonché il mix energetico complementare nazionale;
- effettuare verifiche di congruenza, in collaborazione con il gestore del sistema di trasmissione nazionale – TERNA -, sulle determinazioni relative al mix energetico dei soggetti coinvolti nel processo *disclosure*;
- redigere rapporti annuali di carattere informativo;
- supportare il Ministero dello Sviluppo Economico nelle azioni informative relative all'impatto ambientale della generazione elettrica e sul risparmio energetico.

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 tecnologiche più virtuose, nell'ottica del minor impatto ambientale e della migliore efficienza.

SETTORE ELETTRICITA'

Premi per impianti fotovoltaici (V Conto Energia)

Premio per la sostituzione di coperture in Eternit

Si applica agli impianti installati su edifici nei quali i moduli fotovoltaici comportino la rimozione e smaltimento completo di coperture in eternit o amianto:

- 30 €/MWh se la potenza non è superiore a 20 kW e 20€/MWh se la potenza è superiore a 20 kW, qualora entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2013;
- 20 €/MWh se la potenza non è superiore a 20 kW e 10€/MWh se la potenza è superiore a 20 kW, qualora entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2014;
- 10 €/MWh se la potenza non è superiore a 20 kW, 5€/MWh se la potenza è superiore a 20 kW, qualora entrino in esercizio successivamente al 31 dicembre 2014.

Premi per impianti a biomassa solida, biogas o bioliquidi sostenibili (D.M. 6/7/2012)

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 generato 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 (D.M. 6/7/2012)

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 definisce 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 TERMICO (D.M. 28/12/2012)

L'accesso agli incentivi da parte della caldaie a biomassa prevede il rispetto di requisiti in termini di efficienza, emissioni in atmosfera e qualità del combustibile.

SETTORE TRASPORTI

Recependo la direttiva 2009/28/CE, l'articolo 33 del D.Lgs. 28/2011 prevede che, ai fini del rispetto dell'obbligo di immissione in consumo, i 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, di cui al D.M. 23/1/2012 attuativo del D.Lgs. 55/2011 di recepimento della Direttiva 2009/30/CE) che essi sono stati prodotti a partire da rifiuti e sottoprodotti (come definiti, individuati e tracciati ai sensi del D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152), materie di origine non alimentare, ivi incluse le materie cellulosiche e le materie ligno-cellulosiche, alghe, 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).

Inoltre, allo scopo di valorizzare il contributo alla riduzione delle emissioni climateranti dei biocarburanti prodotti in luoghi vicini a quelli di consumo finale, sono maggiormente incentivati (fino al 31/12/2014) i biocarburanti le cui materie prime e produzione sono dimostrate essere originali dell'Unione Europea. A tal fine a questi biocarburanti è riconosciuto un certificato di immissione in consumo per ogni 8 Gcal.

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), della direttiva 2009/28/CE).

Congiuntamente alle altre disposizioni legislative della direttiva 2009/28/CE, anche l'art.15 relativo alla Garanzia di Origine è stato recepito mediante il Decreto Legislativo n. 28/2011. In particolare, l'art. 34 del suddetto decreto prevedeva la pubblicazione di un successivo decreto ministeriale volto ad aggiornare opportunamente le procedure per l'emissione, il riconoscimento e l'annullamento delle GO per le fonti rinnovabili, conformemente alle nuove disposizioni europee.

Il 6 luglio 2012 è stato emesso il Decreto Ministeriale che introduce nuovi schemi di supporto alle fonti energetiche rinnovabili diverse dal fotovoltaico. Tale decreto implementa, inoltre, l'articolo 34 del D.Lgs. 28/2011. Esso conferma il GSE quale Autorità Competente per l'emissione delle Garanzie d'Origine in Italia e prevede la necessità di aggiornamento delle norme relative alla composizione del mix energetico venduto dalle imprese di vendita ai propri clienti finali (art. 31).

Inoltre, l'art.31(1) dà mandato al GSE di proporre al Ministero per lo Sviluppo Economico la procedura per la qualifica degli impianti a fonti rinnovabili e per l'emissione ed il trasferimento delle GO, oltre che per il riconoscimento e l'utilizzo delle stesse (Art.31(2)). Tale procedura è stata approvata dal Ministero per lo Sviluppo Economico il 25 gennaio 2013.

L'Art. 31(1) ribadisce quanto già disposto all'art.34 del D.Lgs. 28/11, ovvero che l'utilizzo delle GO è limitato alla sola finalità di *disclosure*.

L'Art. 31(3) prevede che il GSE emetta, trasferisca a titolo gratuito sul proprio conto e consideri nella propria disponibilità le GO relative all'elettricità prodotta ed immessa in rete dagli impianti rinnovabili che:

- si avvalgono del ritiro dedicato dell'energia ai sensi dell'articolo 13 del decreto legislativo n. 387/2003;
- si avvalgono del meccanismo dello scambio sul posto di cui alla deliberazione n. 74/08 e s.m.i;
- si avvalgono di incentivi onnicomprensivi che prevedano anche il ritiro dell'energia (impianti convenzionati CIP 6/92 e Tariffa Onnicomprensiva) da parte del GSE,

Le suddette GO nella disponibilità del GSE vengono assegnate da quest'ultimo mediante Procedure Concorrenziali (Aste). A tal fine, il GSE organizza 5 sessioni d'asta ogni anno.

L'Art. 31(5) abolisce il legame tra il numero di GO che possono essere importate/utilizzate in Italia e l'importazione dell'elettricità fisica, stabilendo che, a decorrere dall'anno di *disclosure* 2012, è possibile utilizzare le GO estere nel calcolo della quota rinnovabile dei mix energetici, anche in assenza di reale importazione fisica di elettricità.

La gestione dei processi di emissione, trasferimento e annullamento delle GO rilasciate alla produzione di elettricità da fonti rinnovabili è gestito dal GSE mediante un apposito sistema informatico (database) entrato in esercizio nel corso del 2013. Tutte le procedure tecniche ed operative connesse al processo di certificazione dell'energia elettrica mediante GO sono pubblicate sul sito del GSE, così da garantire la massima trasparenza dei processi e l'affidabilità del sistema stesso. Sempre dal 2013 il registro italiano risulta connesso alla piattaforma di scambio internazionale di certificati (HUB) gestita dall'*Association of Issuing Bodies* (AIB). L'adesione del GSE all'AIB prevede la conformità delle Garanzie di Origine al protocollo standard di certificazione EECS - *European Standard Certificate System* - definito dalla stessa AIB mediante le c.d. "*EECS Rules*". Queste ultime costituiscono un sistema di norme armonizzate per il rilascio, trasferimento e annullamento di certificati EECS, garantendo altresì, in modo coerente con la legislazione comunitaria e le leggi nazionali in materia, che i diversi registri connessi all'HUB siano affidabili, sicuri e interoperabili.

Ogni trasferimento di GO nell'ambito del registro italiano avviene attraverso le piattaforme di scambio gestite dal GME (Gestore dei Mercati Energetici). In particolare, tutti i trasferimenti derivante da contrattazioni bilaterali deve essere registrati, in termini di quantità e prezzo, nella Piattaforma dei Contratti Bilaterali; mentre le altre negoziazioni avvengono nel mercato organizzato delle Garanzie di Origine.

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 ³⁸		Energia primaria da materia prima nazionale (ktep)		Quantitativo di materia prima importata dall'UE ³⁸		Energia primaria da materia prima importata dall'UE (ktep)		Quantitativo di materia prima importata da paesi extraUE ³⁸		Energia primaria da materia prima importata da paesi extraUE (ktep)	
	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012
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.)	7.735.474	8.350.500	2.679	2.892	1.386.656	1.220.713	480	423	32.532	15.978	11	6
Approvvigionamento indiretto di biomassa legnosa (residui e sottoprodotto dell'industria del legno, ecc.) ³⁹	2.064.224	2.209.988	772	835	1.798.286	1.654.829	690	653	128.238	149.867	54	63
Culture energetiche (piante erbacee, ecc.) e alberi a rotazione breve	2.539.766	2.861.961	610	684	57.532	114.433	51	104	490.391	504.123	437	460
Sottoprodotto agricoli/residui agricoli trasformati e sottoprodotto della pesca	2.292.331	2.199.522	547	544								
Biomassa da rifiuti (urbani, industriali, ecc.)	5.204.662	5.379.550	1.354	1.341								
Altri												
Approvvigionamento di biomassa per trasporti:												
Seminativi comuni per biocarburanti	3.019	1.326	3	1	462.897	237.299	407	208	248.203	109.108	220	96
Culture energetiche (piante erbacee, ecc.) e alberi a rotazione breve per biocarburanti (precisare)												
Altri (rifiuti e sottoprodotto liquidi, etc.)	11.834	11.834	10	10	20.946	20.946	18	18	25.725	25.725	23	23

³⁸ Dati espressi in t/anno l.g. (tal quale) o t/anno s.v. (sostanza volatile) per materiali destinati a digestione anaerobica.

³⁹ In questa voce si conteggia anche il pellet, ivi incluse le quantità di pellet importato seppur esse non siano propriamente una materia prima.

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

Destinazione del terreno	Superficie complessiva (ha)			
	anno 2009	anno 2010	anno 2011	anno 2012
barbabetola da zucchero	60.614	62.088	45.545	52.500
colza	24.545	20.219	18.759	10.301
girasole	124.049	100.475	118.099	111.678
grano duro	1.254.082	1.281.608	1.198.974	1.303.863
grano tenero	568.273	548.867	533.606	615.751
mais	916.158	926.776	994.773	980.473
soia	134.704	159.511	165.955	152.993
sorgo	39.902	40.306	42.335	37.099
SRF/cedui da biomassa	6.000	6.000	7.000	7.000

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 2011-2012, legati al maggior uso della biomassa e di altre forme di energia da fonti rinnovabili.

Nel biennio 2011/2012 non si sono registrati cambiamenti ragguardevoli tanto nella destinazione culturale della superficie agricola, quanto nei trend dei prezzi dei prodotti legati all'impiego di biomasse in Italia e considerati già nel biennio 2009/2010 (nella fattispecie, colture legnose, seminativi a cereali e foraggi e colture oleaginose).

Con l'entrata in vigore del decreto ministeriale 6 luglio 2012 e la definizione dei nuovi incentivi nel settore elettrico si è inteso favorire prioritariamente l'utilizzo di rifiuti, residui e sottoprodotti, tra i quali ad esempio i sottoprodotti provenienti da attività agricola, d'allevamento, dalla gestione del verde e da attività forestale. Ciò al fine di limitare il potenziale impatto sul territorio delle colture dedicate e il ricorso alle colture agricole tradizionali, minimizzando la competizione tra la destinazione a fini energetici e la destinazione a fine alimentare e zootecnico.

Anche per questo, l'impiego in Italia delle biomasse, con particolare riferimento alle colture agrarie e forestali, destinate a essere trasformate in diverse forme di energia (produzione di calore, energia elettrica, cogenerazione e biocombustibili) pare non aver ancora determinato un'entità di impatti tali da incidere in maniera significativa sulla fisionomia dell'agricoltura italiana; al più si potrebbe ravvisare qualche congiuntura di fattori in particolari condizioni regionali (potrebbe essere il caso delle colture maidicole nella Pianura Padana, interconnesse con l'incremento contestuale del numero di impianti a biogas) che possono aver determinato alcuni riflessi sul sistema economico-agrario locale.

Permane inoltre, in linea con la precedente Relazione, l'incerta ponderazione che le statistiche ufficiali offrono nel computo ufficiale che non scinde le colture energetiche da quelle tradizionali, tra loro non distinguibili se non nell'uso finale e nella destinazione alla filiera alimentare o energetica, con conseguente determinazione di diversi prezzi di mercato, che si stabiliscono tra produttori e trasformatori.

In generale si possono riunire queste colture in tre grandi raggruppamenti:

- colture cerealicole: erbacee annuali (mais, cereali autunnali-vernini, sorgo);
- colture oleaginose: erbacee annuali (girasole, colza, soia);
- colture ligneo-cellulosiche: erbacee annuali (sorgo da fibra, kenaf, canapa), erbacee poliennali (canna comune, miscanto, panico, falaride, cardo) ed arboree (pioppo, salice, robinia etc.).

Parimenti a quanto riscontrato nella prima Relazione, appare problematico imputare agli attuali utilizzi a fine energetico le ragioni degli aumenti di alcuni prezzi delle *commodities* considerate. Il tendenziale aumento dei prezzi delle colture alimentari e dei mangimi comuni pare dovuto essenzialmente alla volatilità strutturale dei prezzi che le merci stanno conoscendo in questi ultimi anni, volatilità dettata da una serie di fattori di portata globale (incremento demografico, tasso di cambio euro/dollaro, calamità atmosferiche, politiche governative, disponibilità economica e anche espansione delle bioenergie), che si ripercuotono ovviamente anche a livello locale.

Gli andamenti dei prezzi registrati in Italia non sono del resto dissimili da quelli che si registrano sul mercato internazionale. Le fluttuazioni a livello internazionale dei prezzi delle *commodities* agricole continuano a essere soggette negli ultimi anni a persistenti turbolenze, con una periodica e ormai consueta altalenanza.

Fra i diversi prodotti considerati, i cereali si confermano fra le *commodities* più sensibili a repentini incrementi e decrementi di prezzo. Alla base dell'instabilità di queste importanti materie prime e della conseguente volatilità dei prezzi, possono insistere pertanto sia cause interne ai mercati agricoli locali, sia la domanda di *commodities* agricole proveniente dai Paesi emergenti, in particolare da quelli asiatici, che hanno fatto crescere ulteriormente i consumi mondiali.

Nella tabella successiva sono indicate, per le principali colture destinabili alla produzione di mangimi e alle filiere energetiche, alcune variazioni di prezzi registrati in Italia nell'ultimo biennio. I prezzi, come già accennato, non sono distinguibili tra destinazione energetica e non.

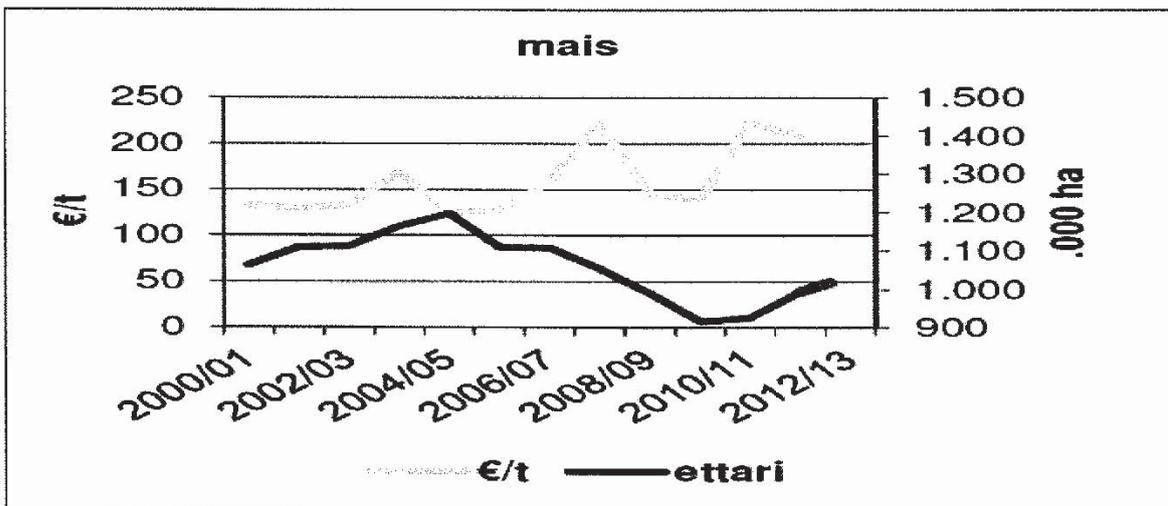
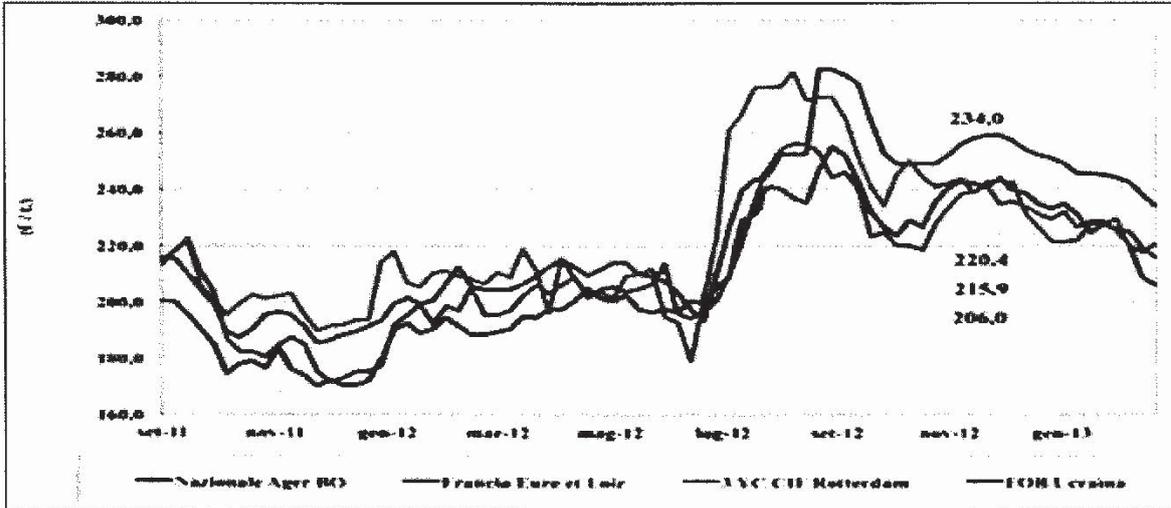
Colture e sottoprodotti diretti	esempi di prezzi indicativi (€/t)			
	anno 2009	anno 2010	anno 2011	anno 2012
DENDROENERGIA (filiera legno - energia)				
legna da ardere (€/m ³)	35	38	36	nd
pellet	201	209	230	225
pioppo	72	67	71	70
COLTURE CEREALICOLE (utilizzabili per la filiera biogas)				
frumento duro	194	180	286	283
frumento tenero	152	188	232	265
mais	137	185	208	257
orzo	130	168	237	230
segale	132	188	227	239
sorgo	132	165	214	241
triticale	127	170	212	280
COLTURE OLEAGINOSE (utilizzabili per la filiera bioliquidi)				
semi colza	270	290	405	437
semi girasole	208	355	343	398
semi soia	338	346	381	454
MANGIMI COMUNI⁴⁰				
erba medica	119	108	104	114
favino	390	395	285	305
polpe di barbabietola da zucchero	136	153	nd	nd
cubettato rinfusa - grano tenero	91	119	155	174
farinaccio rinfusa - grano tenero	123	149	207	214
crusca e cruschetto rinfusa - grano tenero	91	115	150	170
tritello rinfusa - grano tenero	94	120	161	176
crusca, cruschetto e tritello rinfusa - grano duro	86	111	146	165
cubettato rinfusa - grano duro	92	120	156	174
farinetta rinfusa - grano duro	157	189	290	275
farinaccio rinfusa - grano duro	103	134	179	190

Esaminando i trend dei prezzi delle diverse filiere, si nota una tendenziale crescita nel biennio 2011/2012 dei prezzi per le materie prime che afferiscono ai tre settori considerati (termico, biogas e bioliquidi), con alcuni picchi più alti su alcune colture sia cerealicole che oleaginose (è il caso, ad esempio, della colza, la cui produzione in Italia è drasticamente calata). Anche la filiera dei mangimi ha risentito delle turbolenze dei mercati esteri e nella maggior parte dei casi qui esaminati ha fatto segnare una tendenza al rialzo dei prezzi nell'ultimo biennio.

I valori registrati sul mercato italiano non si discostano troppo dai trend agroalimentari mondiali, che dal 2007 sono stati caratterizzati da una fase di grande volatilità che non si può definire temporanea, per via di fattori strutturali che hanno reso i mercati agricoli più vulnerabili ai tanti effetti dei fenomeni congiunturali che in agricoltura sono ormai sempre più frequenti. Tutto ciò in un momento storico in cui le politiche agrarie e, in particolare la PAC, stavano allentando le misure di protezione dei mercati e la gestione amministrata dei prezzi, ossia i principali strumenti del vecchio paradigma di intervento pubblico in agricoltura. Quindi non più azioni di intervento diretto del passato (prezzi minimi garantiti), ma un insieme di regole più leggere da applicare in un quadro coerente per il perseguimento di obiettivi anch'essi coerenti e condivisi.

⁴⁰ I mangimi possono essere composti da: foraggi verdi o secchi (fieno, insilati); radici, tuberi, semi o frutti vari (fave, lupini, orzo, castagne, carrube, ghiande); sottoprodotti dei cereali (pule, crusche, stocchi di mais); sottoprodotti dello zucchero (melassa, polpa di barbabietola); sottoprodotti di carni o di pesce.

La figura seguente mostra come la fluttuazione del prezzo del mais registrato negli ultimi anni presso la principale Borsa merci agricola italiana (AGER Bologna), sia abbastanza analoga a quanto avvenuto in altre tre importanti piazze estere europee (Francia, Olanda e Ucraina)⁴¹.



La produzione del mais per uso energetico si pone in diretta concorrenza, in termini di impiego d'acqua, terra e forza lavoro, con la porzione di mais destinata al mercato alimentare e principalmente al mercato zootecnico domestico. Pertanto non si può sottovalutare l'impatto che sui prezzi può avere la filiera bioenergetica. Nello scenario globale, i prezzi della filiera agroalimentare italiana, al pari della destinazione d'uso delle superfici agricole, non appaiono al momento significativamente coinvolti dalle specifiche dinamiche sostitutive della destinazione dei terreni appannaggio esclusivo delle colture bioenergetiche, fatti salvi effetti riscontrabili in specifiche aree del Paese (potrebbe essere il caso del biogas nella pianura padana).

⁴¹ FOB (Free On Board); 3 YC (Yellow Corn) CIF (Cost, Insurance and Freight).

Variazioni della destinazione dei terreni in Italia, nel biennio 2011-2012, legati al maggior uso della biomassa e di altre forme di energia da fonti rinnovabili.

Nella tabella successiva sono riportati i dati che descrivono l'utilizzazione del territorio agricolo in Italia nel 2011 e nel 2012.

Utilizzazione del territorio agricolo in Italia (superficie agricole utilizzate: 12.856.000 ha) (superficie totale Italia: 30.132.000 ha) (superficie forestale: 10.500.000 ha)	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2012
	ha	ha	ha	ha
SEMINATIVI	6.435.000	6.216.000	6.436.000	5.955.000
cereali e riso	3.480.000	3.473.000	3.439.000	3.350.000
colture foraggere avvicendate	1.997.000	1.797.000	2.009.000	1.826.000
legumi secchi	74.000	80.000	68.000	72.000
oleaginose e piante industriali	372.000	370.000	424.000	275.000
ortaggi	441.000	434.000	434.000	374.000
piante da tubero	71.000	62.000	62.000	58.000
COLTURE PERMANENTI	2.496.000	2.479.000	2.424.000	2.299.000
fruttiferi	601.000	578.000	587.000	513.000
ulivo	1.125.000	1.166.000	1.137.000	1.100.000
vite	770.000	735.000	700.000	686.000
PASCOLI E PRATI	4.283.000	4.568.000	4.503.000	2.359.000

Una grande porzione delle produzioni bioenergetiche italiane è localizzata nell'area della Pianura padana, dove si produce la maggior parte delle colture cerealicole e di quelle oleaginose destinabili a scopi energetici e dove sarebbero interessati oltre 60.000 ettari di superficie agricola.

Per ciò che concerne le altre fonti rinnovabili e i loro potenziali impatti sul comparto agricolo, si può anche considerare il caso del fotovoltaico a terra in terreni agricoli, frenato a livello normativo ad inizio 2012 (allorché venne stabilito che non potevano più richiedere l'accesso agli incentivi statali i grandi impianti ubicati a terra su terreni agricoli), e che fino ad allora aveva contribuito, in misura quantitativamente minore ma per un orizzonte di tempo maggiore rispetto alle colture dedicate, a variare la destinazione d'uso di diversi terreni agricoli: infatti, a fine 2012, la superficie a terra occupata dagli impianti fotovoltaici ha raggiunto i 13.000 ettari, prevalentemente concentrati nell'Italia meridionale, per una potenza installata a terra di oltre 7.000 MW.

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: produzione e consumo di biocarburanti ex articolo 21, paragrafo 2 (ktep)

Biocarburanti ex art. 21, par. 2⁴²	2009	2010	2011	2012
Produzione – biodiesel	38	38	42,8	42,8
Consumo – biodiesel	38	38	57,3	337,6
Produzione – ETBE	0	0	1,3	1,3
Consumo – ETBE	0	0	7,1	2,5
Produzione totale di biocarburanti ex art. 21, par. 2	38	38	44,1	44,1
Consumo totale di biocarburanti ex art. 21, par. 2	38	38	64,4	340,1
Quota di biocarburanti ex art. 21, par. 2 sul totale FER-T (%) - NUMERATORE (senza coefficienti moltiplicativi)	2,95%	2,42%	4,09%	21,92%
Quota di biocarburanti ex art. 21, par. 2 sul totale FER-T (%) - NUMERATORE (con coefficienti moltiplicativi)	5,73%	4,70%	7,82%	35,83%

⁴²Biocarburanti prodotti a partire da rifiuti, residui, materie cellulosiche di origine non alimentare e materie ligno-cellulosiche.

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

In Italia, rispetto ad altri Stati membri, le colture agroenergetiche non si sono ancora largamente diffuse, essenzialmente a causa delle dinamiche di mercato insistenti tra gli agricoltori e il sistema industriale di trasformazione, legate alla destinazione delle materie prime agricole, che prodotte all'estero risultano più convenienti sia per resa agricola, che per prezzo finale. Ad esempio, pur essendo il nostro Paese per capacità produttiva di biodiesel tra i primi in Europa, si ritrova a trasformare materie prime che sono in larga parte di importazione.

Le principali colture energetiche, utilizzate per la produzione di biocarburanti e bioliquidi in Italia sono quelle zuccherine, cerealicole e oleaginose (in primis colza, girasole e soia), che però non sono ben evidenziate dalle statistiche ufficiali e al pari delle altre colture annuali utilizzabili per produrre biocarburanti o generare biogas (mais, sorgo, triticale) non sono distinguibili dalle analoghe colture alimentari.

E' necessario tenere conto delle possibili tecniche agricole inappropriate, che, al di là della destinazione energetica o meno delle colture considerate, potrebbero determinare, specie nelle aree a forte agricoltura intensiva, effetti negativi sul biosistema locale sotto una serie di diverse incidenze: l'eccesso d'irrigazione e il conseguente impoverimento delle falde acquifere, l'intensificazione delle pratiche agricole (anche su terreni a riposo) per lo sfruttamento intensivo senza rotazioni cicliche, la riconversione di pascoli e prati permanenti a colture dedicate (fenomeno però poco decifrabile nell'esperienza italiana rispetto ai Paesi dell'Europa continentale), l'uso sistematico di fertilizzanti e pesticidi, il rischio d'infiltrazione di nitrati nel sottosuolo o le minacce per l'avifauna.

Tuttavia l'attenzione crescente alla sostenibilità di bioliquidi e biocarburanti, ai sensi delle direttive europee 2009/28/CE e 2009/30/CE, ha di fatto 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 i vasti territori a vocazione agroforestale.

Poiché solo poche migliaia di ettari di colture energetiche sono coltivate ai fini della produzione di bioliquidi e biocarburanti, tali coltivazioni di colture dedicate non impattano in modo significativo sull'ecosistema rurale. Pertanto, relativamente agli impatti su biodiversità, risorse idriche e qualità del suolo, il crescente uso di bioliquidi e biocarburanti in Italia non pare aver comportato incidenze significative sull'ambiente locale.

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).

La Tabella 6 sintetizza 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 2012. I valori stimati nel primo Progress Report (2009 e 2010) hanno subito una variazione in seguito all'aggiornamento della metodologia di calcolo.

I risultati di questa stima sono stati ottenuti nell'ambito di uno studio sul monitoraggio della riduzione delle emissioni di gas serra grazie all'introduzione delle FER elaborato per conto del Ministero dello Sviluppo Economico da parte del GSE, come stabilito dal D.Lgs. 28/2011 (art.40). Lo studio sarà pubblicato nel 2014 sul sito web del GSE (www.gse.it).

Tabella 6: stima della riduzione di emissioni di gas a effetto serra conseguita con l'uso di energia da fonti rinnovabili (t CO₂eq)

Aspetti ambientali	Anno 2009	Anno 2010	Anno 2011	Anno 2012
Stima della riduzione netta totale di emissioni di gas a effetto serra conseguita con l'uso di energia da fonti rinnovabili	56.191.640	60.447.137	63.775.086	70.942.213
• Stima della riduzione netta di emissioni di gas a effetto serra conseguita con l'uso di elettricità rinnovabile	39.380.226	40.161.766	41.518.985	47.759.259
• Stima della riduzione netta di emissioni di gas a effetto serra conseguita con l'uso di energia rinnovabile per il riscaldamento e il raffreddamento	14.969.986	18.049.236	20.016.866	20.516.243
• Stima della riduzione netta di emissioni di gas a effetto serra conseguita con l'uso di energia rinnovabile per i trasporti	1.841.428	2.236.135	2.239.235	2.666.711

Emerge chiaramente che la diffusione delle fonti rinnovabili nei settori elettricità, riscaldamento e trasporti, ha portato a una riduzione di emissioni di gas climalteranti crescente negli anni (da 56 milioni di tonnellate di CO₂eq evitate nel 2009 a 71 milioni nel 2012): il contributo principale viene dal settore elettricità. Si è attribuito al "settore elettricità" tutta la produzione di energia elettrica, anche la quota utilizzata nel settore trasporti, che non è dunque stata conteggiata una seconda volta nel settore trasporti (è stato ritenuto l'approccio più opportuno dato che si è studiato l'effetto di sostituzione sul mercato elettrico dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili rispetto a quella che sarebbe stata prodotta da fonti fossili).

Al fine di effettuare le stime sopra riportate, è stata sviluppata e applicata agli anni 2009-2012 una metodologia che considera le riduzioni di emissioni come la 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).**

La stima della riduzione di emissioni viene effettuata tramite il seguente bilancio: le emissioni dei combustibili fossili risparmiate grazie all'introduzione delle FER nel panorama energetico nazionale vengono confrontate con le emissioni prodotte dalle fonti rinnovabili stesse. Per ogni fonte rinnovabile, dunque, il bilancio delle emissioni è pari a:

$$(1) \text{ Bilancio Emissioni} = \text{Emissioni evitate (FFS)} - \text{Emissioni prodotte (FER)}$$

$$\text{Emissioni evitate} = \sum_{FFS} (FE_{FFS} \times FS_{FFS}) \times \text{Produzione annuale FER}$$

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

dove FS_{FFS} è il fattore di sostituzione della singola fonte fossile e FE sono i fattori di emissione delle fonti/tecnologie analizzate, intesi come emissioni per unità di energia prodotta o consumata (g/kWh, t/ktep, t/TJ).

Le emissioni di gas serra considerate sono quelle relative ai principali gas climalteranti: CO₂, CH₄ ed N₂O come richiesto dall'art. 22 della *Direttiva 2009/28/CE* (i potenziali di riscaldamento globale per la conversione in CO₂eq sono pari a 1 per la CO₂, 296 per N₂O e 23 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 (quando significative) e le emissioni durante l'utilizzo (ad esempio la combustione) della fonte stessa per produrre energia elettrica, calore o energia per i trasporti:

$$(2) \text{ Emissioni}_{LCA} = \text{Emissioni}_{\text{esercizio impianti}} + \text{Emissioni}_{\text{upstream}} + \text{Emissioni}_{\text{costruzioni impianti}}$$

La metodologia utilizzata si sviluppa, in sintesi, nelle seguenti fasi:

- identificazione, per ciascun settore di consumo finale (elettricità, calore e trasporti), delle principali *filiera di energia* utilizzate in Italia (penetrazione delle fonti nel mercato nazionale);
- identificazione, per ciascuna fonte rinnovabile all'interno di ciascun settore di consumo, del *mix di fonti fossili sostituite*;
- realizzazione di un'analisi del *ciclo di vita* per ciascuna *filiera rinnovabile* e per ciascuna *fonte fossile sostituita* all'interno di ciascun settore di consumo, secondo la formula (2);
- individuazione delle *quantità di energia* da fonte rinnovabile prodotta o consumata nel singolo anno di riferimento e nel singolo settore di consumo;
- realizzazione del *bilancio delle emissioni* secondo la formula (1).

Il bilancio emissivo è relativo alla quantità di energia utilizzata negli usi finali, ovvero all'energia elettrica prodotta e ai combustibili in ingresso agli altri settori di consumo finale ed è soggetta a variazioni in base alle differenti tecnologie degli impianti che utilizzano le FER e al loro rendimento.

Allegato alla presente relazione è stato predisposto un documento che illustra in estrema sintesi la metodologia utilizzata.

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

Nell'ambito della ridefinizione delle priorità strategiche per l'intero sistema energetico nazionale, nel corso del 2012 l'Italia ha spontaneamente elaborato una Strategia Energetica Nazionale (SEN) che affronta tutti i temi afferenti al settore dell'energia. In tale ambito, per quanto riguarda le energie rinnovabili, si è ritenuto di poter prevedere che al 2020 la quota di consumi finali coperti mediante le rinnovabili possa arrivare al valore del 19%, fermo restando ovviamente l'impegno vincolante a raggiungere solo il 17% assegnato in ambito comunitario. Sulla base di tali premesse, possono essere tracciate nuove traiettorie di previsione della crescita dei consumi coperti mediante le rinnovabili.

La Direttiva 2009/28/CE prevede una traiettoria indicativa individuata come quota media di copertura dei consumi di energia mediante fonti rinnovabili per i bienni 2011-2012, 2013-2014, 2015-2016 e 2017-2018 e, infine, per l'anno 2020. Sulla base di tale prescrizione è stata individuata, per interpolazione, una traiettoria minima di riferimento per la quantità di energia da fonti rinnovabili.

Dai dati relativi ai consumi finali di energia da fonti rinnovabili per gli anni 2011 e 2012 e dalla stima di questi per gli anni futuri, sono stati ricavati per differenza i dati effettivi (fino al 2012) e una stima per gli anni futuri della produzione eccedentaria o deficitaria. Sono stati inoltre ricalcolati i valori per gli anni 2009 e 2010.

In conseguenza della riduzione dei consumi finali totali di energia e della contestuale maggiore crescita della produzione da fonte rinnovabile nei due anni considerati, l'Italia ha registrato un surplus di 6,8 Mtep e 7,2 Mtep rispettivamente per gli anni 2011 e 2012, rispetto alla traiettoria minima di riferimento di cui sopra.

Sulla base dei dati registrati negli ultimi due anni, anche rispetto alle previsioni di crescita descritte nella Strategia Energetica Nazionale (SEN), si può stimare che il surplus italiano nella produzione di energia da fonti rinnovabili, pur riducendosi a partire da 2014, rimanga in attivo fino al 2020.

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)^{43, 44}

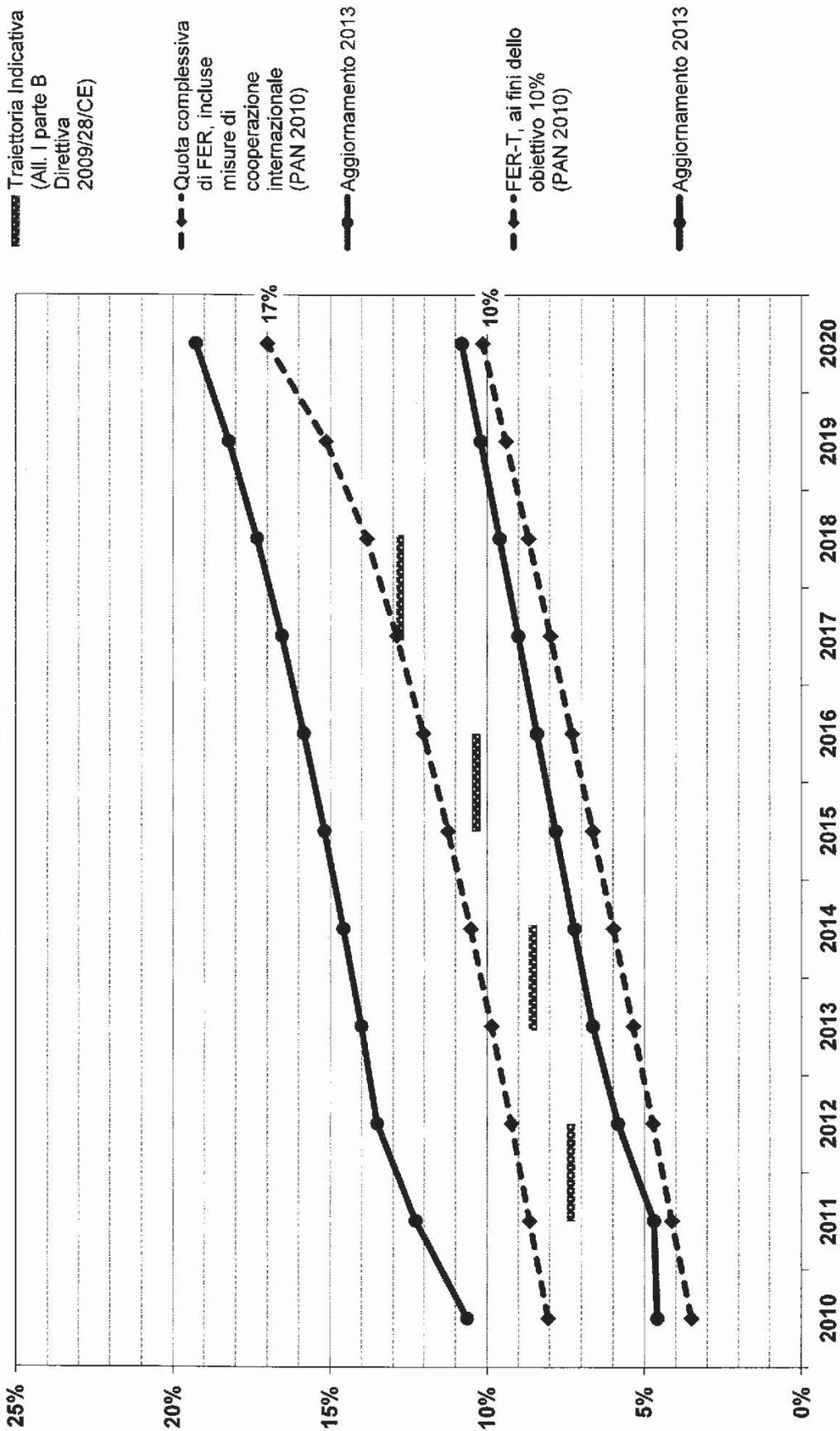
	consuntivo				previsioni							
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Produzione effettiva/stimata eccedentaria o deficitaria	3.418	5.263	6.765	7.209	7.384	6.971	6.797	6.102	5.796	4.661	3.666	2.858

Sulla base dei dati registrati negli ultimi due anni e delle previsioni della SEN, nelle tre figure che seguono sono ipotizzati nuovi scenari ("aggiornamento 2013") di copertura dei consumi finali mediante le fonti energetiche rinnovabili, rispetto agli scenari previsti nel PAN.

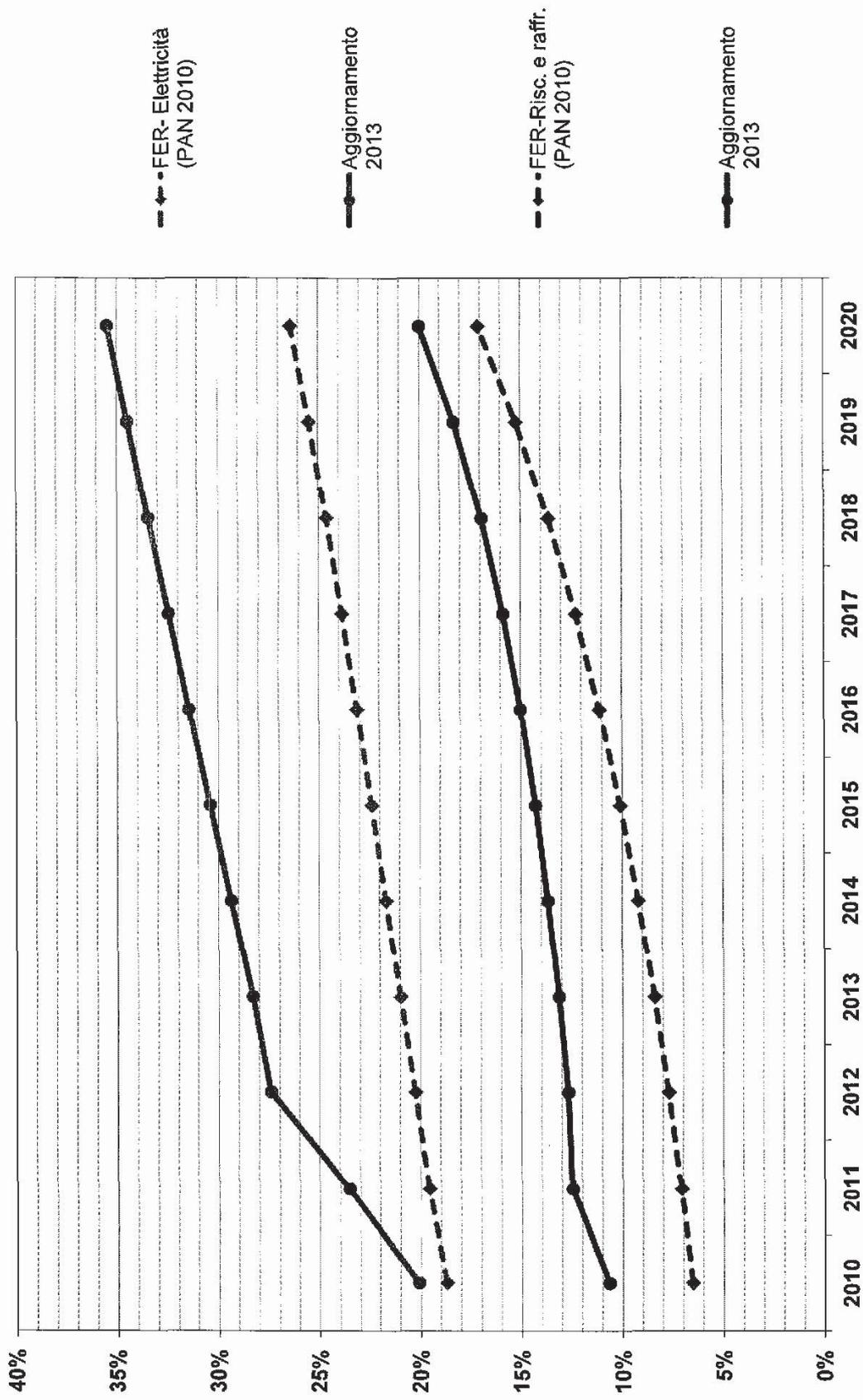
⁴³Usare i dati attuali per comunicare la produzione eccedentaria nei due anni civili precedenti la presentazione della relazione e le stime per gli anni seguenti fino al 2020. In ciascuna relazione lo Stato membro ha la possibilità di correggere i dati forniti nelle relazioni precedenti.

⁴⁴Nella compilazione della tabella, per la produzione deficitaria inserire la carenza di produzione usando numeri negativi (per es. -x ktep).

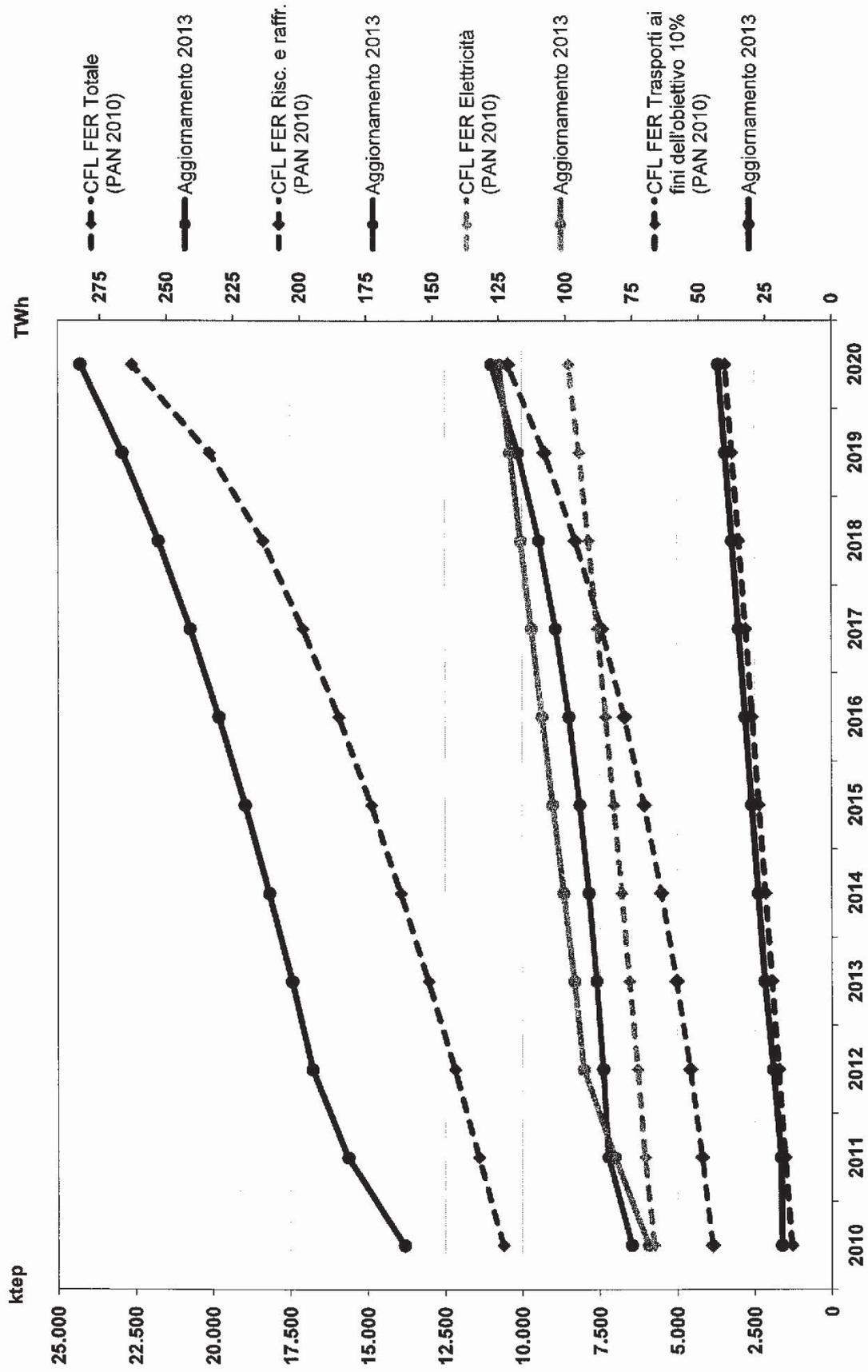
Quota FER dei consumi finali lordi: totale e settore trasporti ai fini dell'obiettivo del 10%



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 ricorso ai meccanismi di cooperazione definiti nella Direttiva 28 è un'opportunità per gli Stati Membri, pertanto il recepimento degli articoli della direttiva concernenti tali meccanismi è a discrezione degli stessi.

L'Italia, con il D.Lgs. 28/2011, ha recepito nel suo ordinamento giuridico nazionale le disposizioni in materia di trasferimenti statistici, Progetti comuni tra gli Stati Membri e Progetti comuni con Paesi terzi. I regimi di sostegno comuni non sono stati esplicitamente citati dal D.Lgs. 28/2011; ciò non preclude la possibilità di una loro successiva applicazione.

Di seguito si illustrano le disposizioni specifiche previste nell'ordinamento italiano.

Trasferimenti statistici e Progetti comuni con altri Stati membri (articolo 35 del D.Lgs. 28/2011)

L'art. 35 del D.Lgs. 28/2011 prevede che la promozione degli accordi afferenti a questi due meccanismi sia subordinata al mancato raggiungimento degli obiettivi intermedi fino al 2016.

L'energia oggetto del trasferimento statistico, ovvero la quota proveniente dal progetto comune, sarà sostenuta attraverso un incentivo la cui entità dovrà 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 di tale incentivo l'anno di riferimento sarà quello precedente alla stipula dell'accordo stesso. 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 che saranno stabilite dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas a valle della stipula degli accordi.

Gli accordi sono stipulati e gestiti con modalità che assicurano che l'energia oggetto del trasferimento statistico, ovvero la quota di energia proveniente dal progetto comune, contribuisca al raggiungimento degli obiettivi italiani fissati dalla direttiva.

Progetti comuni con Paesi terzi (articolo 36 del D.Lgs. 28/2011)

Per quanto riguarda gli accordi internazionali aventi come oggetto l'energia elettrica da fonti rinnovabili prodotta in Paesi non appartenenti all'Unione Europea e immessa nel sistema elettrico italiano, il decreto prevede che la loro stipula sia effettuata su iniziativa di soggetti operanti nel settore energetico, sulla base di accordi internazionali all'uopo stipulati.

Il sostegno da riconoscere all'energia immessa nella rete elettrica italiana sarà definito nell'ambito dei singoli accordi 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. Sulla base di tali criteri, l'incentivo alla produzione elettrica realizzata in un Paese terzo sarà corrisposto per un periodo equivalente a quello previsto per la medesima fonte e tipologia impiantistica ubicata sul territorio nazionale, ma di entità di norma inferiore.

La produzione e l'importazione avverrà con modalità tali da assicurare che l'elettricità importata contribuisca al raggiungimento degli obiettivi italiani. A tal fine, saranno stabilite le misure necessarie ad assicurare il monitoraggio dell'elettricità importata ai fini del raggiungimento dell'obiettivo nazionale.

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 propri 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 singoli in cui i rifiuti impiegati sono interamente biogenici. Solo in questi casi i rifiuti sono stati considerati rinnovabili; per tutti gli altri impieghi di rifiuti si è assunto che fossero non rinnovabili. Allo scopo di migliorare e differenziare le stime, il GSE, responsabile del sistema nazionale di monitoraggio statistico delle fonti rinnovabili, sta attivando una collaborazione con ISPRA per ricevere dati più precisi e puntuali, disaggregati per codice CER e per stato fisico. Per l'attribuzione della quota biogenica e del potere calorifico ai rifiuti si utilizzeranno valori forfettari.

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. 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.

Allegato – Metodologia utilizzata per la stima della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra in Italia

Riduzione di emissioni nel settore “elettricità”

La penetrazione delle FER nel settore della produzione elettrica ha portato, negli anni 2011 e 2012, ai risultati riportati nella tabella che segue.

Riduzione per fonte [t CO2 eq.]	2011		2012	
	Totale	Dirette	Totale	Dirette
BIOENERGIE - Biogas	1.468.420	1.480.171	1.995.421	2.093.636
BIOENERGIE - Bioliquidi	532.738	1.200.914	693.667	1.380.120
BIOENERGIE - Biomasse	2.263.866	1.996.616	2.371.444	2.092.055
EOLICA	5.122.792	4.456.188	7.278.043	6.338.837
GEOTERMICA	2.983.427	2.558.474	3.078.394	2.644.696
IDRAULICA	23.807.120	20.445.483	22.644.241	19.473.345
SOLARE	5.340.621	4.707.899	9.698.050	8.549.945
TOTALE	41.518.985	36.845.746	47.759.259	42.572.633
EMISSIONI EVITATE SPECIFICHE [g/kWh]	500	444	519	462

Ogni anno, per ogni fonte rinnovabile, il bilancio ambientale è stato calcolato applicando la seguente relazione:

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

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

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

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

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).

Lo scenario di produzione elettrica annuale da FER è definito sulla base dei rapporti statistici del GSE-Gestore Servizi Energetici⁴⁵, integrati con le statistiche pubblicate da TERNA-Gestore Rete Elettrica Nazionale⁴⁶. Le principali fonti dei fattori emissivi dei gas serra per ciascuna fonte rinnovabile analizzata variano in base alla fase del ciclo di vita:

1. fase di esercizio: risultati di progetti di RSE-Ricerca Sistemi Energetici nell'ambito della Ricerca di Sistema (banca dati SESAMO⁴⁷, elaborazioni di dati EMAS, Ecoinvent⁴⁸), aggiornati con i rendimenti elettrici 2009 pubblicati da TERNA⁴⁹;
2. fase di costruzione: banche dati Ecoinvent, NEEDS Project⁵⁰, SESAMO;
3. fase di upstream delle bioenergie: si veda la tabella di sintesi che segue.

⁴⁵ <http://www.gse.it/it/Statistiche/RapportiStatistici/Pagine/default.aspx>

⁴⁶ http://www.terna.it/default/home_cn/electric_system/statistical_data.aspx

⁴⁷ Brambilla C., Girardi P., Caizzi A. "Sistema di supporto alle decisioni SESAMO: la base dati LCA – il sistema elettrico e i suoi fattori di pressione" - RdS – Rapporto CESI, Milano 2002: <http://www.rse-web.it/documenti/documento/194554>

⁴⁸ SWISS CENTRE FOR LIFE CYCLE INVENTORIES "Ecoinvent Database V2.2 - 2010".

⁴⁹ TERNA, Dati statistici Produzione, 2012. www.terna.it.

⁵⁰ NEEDS PROJECT 2009 "The NEEDS Life Cycle Inventory Database The European reference life cycle inventory database of future electricity supply systems".

Principali fonti di dati delle emissioni di gas a effetto serra (valori tipici in gCO _{2eq} /MJ di combustibile in ingresso) per la fase di upstream delle bioenergie			
Filiere	Nome filiera considerata ⁵¹	Fonte dati	Valori tipici gas serra [gCO _{2eq} /MJ]
Biogas			
rifiuti	-	-	-
fanghi di depurazione	-	-	-
deiezioni animali	Biogas da residui zootecnici (distanza 11-30km)	UNI-TS-11435	7,77
attività agricole e forestali	Biogas da coltura dedicata (distanza 21-70km)	UNI-TS-11435	17,17
Bioliquidi			
oli vegetali	olio vegetale puro da semi di colza	Direttiva 2009/28/CE	35
biodiesel	biodiesel da semi di colza	Direttiva 2009/28/CE	46
biodiesel da rifiuti vegetali o animali	biodiesel da rifiuti vegetali o animali	Direttiva 2009/28/CE	10
altri bioliquidi	Bioliquidi da rifiuti vegetali o animali	Ecoinvent ⁵²	4,28
Biomassa solida			
rifiuti urbani biodegradabili	-	-	-
altra biomassa solida	Cippato di legno da boschi cedui a rotazione rapida (foreste temperate continentali europee)	Comunicazione COM(2010)11	3

La determinazione del mix di tecnologie a fonti fossili sostituite si basa sul concetto che la produzione elettrica da ciascuna fonte rinnovabile sostituisce la quota di produzione nazionale da fonte fossile che è stata marginale nel periodo tariffario in cui la stessa energia elettrica è stata prodotta.

In dettaglio, si è proceduto mediante i passi elencati di seguito.

1. Ricostruzione della produzione oraria delle principali fonti rinnovabili individuando, per ciascuna FER, la percentuale di energia prodotta in periodi di picco lavorativi, fuori picco lavorativi e festivi nel 2011 (dati TERNA⁵³).
2. Determinazione annuale degli Indici di Tecnologia Marginale nazionali delle tecnologie fossili considerate dal GME suddivisi in periodi di picco lavorativi, fuori picco lavorativi e festivi (elaborazione annuale da dati GME – Gestore Mercati Energetici⁵⁴). Normalizzando i valori degli ITM nazionali per le sole fonti fossili, sono stati determinati gli indici di tecnologia marginale fossile, *ITM fossile*, che indicano la composizione percentuale della tecnologia fossile sostituita dalla FER nel singolo periodo tariffario (valori normalizzati alle sole fonti fossili).
3. Determinazione del mix di fonti fossili sostituito annualmente dalle singole fonti. La produzione totale di ciascuna FER, per ciascun anno, viene divisa nelle tre fasce tariffarie. Questa energia da fonte rinnovabile sostituisce il mix di tecnologie a fonte fossile che è stata marginale nella stessa fascia tariffaria.

⁵¹ Nel caso di rifiuti e fanghi di depurazione gli impatti sono allocati alla filiera di produzione degli stessi.

⁵² Vegetable oil, from waste cooking oil, at plant, FR, [kg].

⁵³ http://www.terna.it/default/home_en/electric_system/transparency_report_en/generation.aspx

⁵⁴ <http://www.mercatoelettrico.org/IT/GME/Biblioteca/RapportiAnnuali.aspx>

Mix di fonti fossili sostituito dalle singole fonti rinnovabili nel 2011 e 2012					
2011	Impianti a carbone	Impianti a gas naturale – tecnologia CCGT	Impianti a gas naturale (tecnologie diverse dal CCGT e turbogas)	Impianti a olio combustibile	Impianti turbo gas
BIOENERGIE	7%	86%	0%	7%	0%
EOLICO	7%	85%	0%	8%	0%
GEOTERMICO	7%	85%	0%	8%	0%
IDROELETTRICO					
<i>fluente</i>	7%	85%	0%	8%	0%
<i>bacino</i>	6%	88%	0%	6%	0%
<i>serbatoio</i>	6%	88%	0%	6%	0%
SOLARE	5%	89%	0%	6%	0%
2012	Impianti a carbone	Impianti a gas naturale (CCGT)	Impianti a gas naturale (diversi dal CCGT e turbogas)	Impianti a olio combustibile	Impianti turbo gas
BIOENERGIE	7%	82%	0%	10%	1%
EOLICO	8%	81%	0%	10%	1%
GEOTERMICO	8%	81%	0%	10%	1%
IDROELETTRICO					
<i>fluente</i>	8%	81%	0%	10%	1%
<i>bacino</i>	6%	84%	0%	9%	1%
<i>serbatoio</i>	6%	84%	0%	9%	1%
SOLARE	6%	85%	0%	9%	1%

Per ognuna delle tecnologie da fonte fossile marginale, sono state calcolate le emissioni lungo il ciclo di vita, per unità energetica prodotta, dei gas climalteranti. I rendimenti e i fattori emissivi delle tecnologie fossili sono riferiti all'anno 2009.

La struttura generale dell'analisi del ciclo di vita deriva dal database SESAMO di RSE. A questo database sono state apportate le seguenti modifiche:

- dati di upstream: sostituiti da dati Ecoinvent.
- dati di esercizio: sono stati aggiornati in base ai rendimenti indicati da TERNA nel 2009 e in base alle emissioni medie degli impianti che hanno effettuato una dichiarazione annuale ai sensi del regolamento EMAS.

Riduzione di emissioni nel settore “riscaldamento”

La penetrazione delle FER nel settore del riscaldamento ha portato, negli anni 2011 e 2012, ai risultati riportati nella tabella che segue.

Riduzione per fonte [t CO2 eq.]	2011		2012	
	Totale	Dirette	Totale	Dirette
Geotermica	532.310	466.952	509.994	447.165
Solare	432.355	403.302	476.178	444.214
Bioenergie-biomasse solide	9.829.809	8.821.299	10.105.673	9.095.514
da rifiuti urbani	241.709	193.902	198.004	158.841
altre biomasse	9.520.153	8.496.615	9.848.145	8.821.586
<i>CHP + only Heat</i>	704.668	603.083	954.832	819.768
<i>Usi finali -settore industriale</i>	629.241	578.655	581.274	531.918
<i>Usi finali -settore residenziale</i>	8.128.724	7.267.175	8.255.147	7.422.570
<i>Usi finali -settore commerciale</i>	52.486	43.381	51.860	43.010
<i>Usi finali -altri settori</i>	5.033	4.321	5.032	4.320
carbone vegetale	67.947	130.782	59.524	115.087
Bioenergie-Biogas	813.482	857.624	486.177	482.282
da discarica	36.290	29.957	51.431	42.455
da impianti di depurazione	17.195	14.204	76.736	63.998
altri biogas	759.997	813.463	358.010	375.829
Bioenergie-Bioliquidi sostenibili	32.425	55.544	35.486	58.207
<i>CHP + only H</i>	32.425	55.544	35.486	58.207
Pompe di calore	8.376.484	6.987.456	8.902.735	7.422.449
TOTALE	20.016.866	17.592.179	20.516.243	17.949.831

Lo scenario dei consumi di fonti rinnovabili nel “riscaldamento” per un dato anno è strettamente legato alla struttura dei consumi, suddivisi in settori e sotto-settori, utilizzata da EUROSTAT per la compilazione del bilancio energetico⁵⁵.

I dati EUROSTAT sono classificati in consumi nel settore della trasformazione (impianti per la produzione di energia elettrica, impianti dedicati alla produzione di calore e impianti con produzione combinata di elettricità e calore - CHP) e consumi negli usi finali (industria, commercio, residenziale, agricoltura, caccia e pesca).

La valutazione del bilancio di emissioni conseguenti all'introduzione delle FER nel settore del riscaldamento avviene separatamente per ciascun sotto-settore e richiede la conoscenza dello scenario di penetrazione delle fonti rinnovabili nello specifico settore di consumo.

E' opportuno sottolineare che le valutazioni effettuate fanno riferimento al *combustibile in ingresso ai settori di consumo*. Per quanto riguarda gli impianti CHP, i consumi energetici considerati in questo studio sono calcolati tenendo conto della quota parte di energia in ingresso dedicata alla sola produzione di calore e tengono conto in modo coerente delle assunzioni effettuate nel settore elettrico.

Rispetto alla struttura dei dati Eurostat sono considerate anche le pompe di calore, secondo quanto richiesto dalla Direttiva 2009/28/CE.

Nell'assegnare a ciascun settore di consumo le fonti/filiere in esso utilizzate, valgono le seguenti assunzioni (in una direzione fortemente conservativa):

1. Settore Trasformazione – Impianti CHP: in coerenza con quanto ipotizzato per il settore elettrico, i consumi di biomassa solida sono riconducibili a “cippato di legno da boschi cedui a rotazione rapida” (*Short Rotation Forestry*, SRF), mentre i consumi di bioliquidi sostenibili sono ascrivibili a biodiesel, oli vegetali puri e altri bioliquidi (oli esausti). Le percentuali di ripartizione tra i diversi bioliquidi sono state ricavate a partire dai

⁵⁵ <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/questionnaires>.

rapporti statistici pubblicati da TERNA, attraverso elaborazioni e assunzioni tali da garantire, per gli impianti CHP, la coerenza tra settore calore e settore elettricità.

2. Settore Trasformazione – Impianti solo calore: si ipotizza che i consumi di bioliquidi sostenibili siano costituiti esclusivamente da oli vegetali puri e la biomassa legnosa sia costituita da cippato di legno da residui forestali.
3. Settore Usi Finali – Industriale: i consumi di biomassa solida sono rappresentati da residuo generico non lavorato, mentre quelli di bioliquidi sostenibili sono ascrivibili ad altri bioliquidi (oli esausti).
4. Settore Usi Finali – Agricoltura/foreste: la biomassa solida utilizzata è riconducibile a cippato di legno da residui forestali.

Settore Usi Finali –Residenziale: la biomassa solida consumata è costituita da cippato di legno da residui forestali (ipotesi conservativa rispetto ad un mix non noto di cippato da residui forestali e legna tal quale) e pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida di provenienza europea.

Le fonti dei fattori emissivi dei gas serra per ciascuna filiera di fonti rinnovabile sono differenziate per ciascuna fase del ciclo vita:

1. fase di esercizio: *IPCC 2006 – Guidelines for Greenhouse Gas Inventories (Stationary combustion)*;
2. fase di costruzione degli impianti (solo per impianti geotermici, solare termico e pompe di calore): Ecoinvent
3. fase di upstream delle bionergie: nella tabella seguente.

Sintesi delle principali fonti di dati per le emissioni di gas a effetto serra (valori tipici in gCO_{2eq}/MJ) per la fase di upstream delle bioenergie			
Filiere	Filiera di produzione	Fonte dati	Valori tipici gas serra [gCO_{2eq}/MJ]
Rifiuti solidi urbani (parte rinnovabile)	-	-	-
Legna da ardere e cippato	Cippato di legno da short rotation forestry (71-200 km)	UNI-TS-11435	4,58
	Cippato di legno da residui forestali (71-200 km)	UNI-TS-11435	1,66
	Pellet di legno da boschi cedui a rotazione rapida (foreste continentali temperate europee) – gas naturale come combustibile di processo.	COM(2010)11	19
	Residuo generico non lavorato (0-70 km)	UNI-TS-11435	6,18
Carbone	Carbone da boschi cedui a rotazione rapida (foreste temperate continentali europee)	COM(2010)11	38
Biogas da discarica	Biogas da discarica	-	-
Biogas da fanghi di depurazione	Biogas da impianti di depurazione	-	-
Altri biogas	Biogas da residui zootecnici (distanza 11-30 km)	UNI-TS-11435	7,77
	Biogas da coltura dedicata (distanza 21-70 km)	UNI-TS-11435	17,17
Bioliquidi	Olio vegetale puro da semi di colza	Direttiva 2009/28/CE	35
	Biodiesel da semi di colza	Direttiva 2009/28/CE	46
	Biodiesel da rifiuti vegetali o animali	Direttiva 2009/28/CE	10
	Bioliquidi da rifiuti	Ecoinvent (oli esausti)	4,28

I dati utilizzati per caratterizzare il mix di fonti fossili sostituite derivano da elaborazioni annuali effettuate sui dati statistici di Eurostat.

Nell'analisi si è assunto che la sostituzione di fonti fossili con fonti rinnovabili dipenda dal settore in cui tale sostituzione ha luogo (settore di utilizzo), secondo le seguenti ipotesi:

- settore della trasformazione: la fonte rinnovabile sostituisce la migliore tecnologia disponibile ovvero una caldaia a gas naturale. Il mix fossile sostituito, dunque, è costituito dal gas naturale al 100%.
- settore degli usi finali: il calcolo delle emissioni evitate in uno specifico settore avviene considerando la distribuzione dei consumi di fonti fossili nel settore stesso, per l'anno oggetto della valutazione.

Infine, per le pompe di calore, si è adottata l'assunzione che una loro introduzione possa riguardare il solo settore residenziale.

In estrema sintesi, i fattori emissivi delle fonti fossili sostituite per fase del ciclo di vita provengono da:

- fase di esercizio: *IPCC 2006– Guidelines for Greenhouse Gas Inventories (Stationary combustion)* che definisce i fattori di emissione per macro-settori di consumo;
- fase di costruzione: emissioni trascurabili in un'ottica di LCA comparativo;
- fase di upstream: database Ecoinvent.

Riduzione di emissioni nel settore "trasporto"

Il consumo di biocarburanti nel settore dei trasporti ha portato, negli anni 2011 e 2012, ai risultati riportati nella tabella che segue.

Riduzione per biocarburante [t CO ₂ eq.]	2011		2012	
	Totali	Dirette	Totali	Dirette
Biobenzine	235.550	334.153	208.727	301.197
Biodiesel	2.003.685	3.697.706	2.457.985	3.628.698
Totale	2.239.235	4.031.859	2.666.711	3.929.894

L'utilizzo di biobenzine e biodiesel nel settore trasporti avviene per lo più in miscelazione, rispettivamente, alla benzina e al diesel. Si ipotizza, dunque, che ogni unità energetica di biodiesel e biobenzine sostituisca rispettivamente una unità di diesel o benzina e le relative emissioni saranno calcolate sulla base delle emissioni medie nazionali del parco circolante a diesel o benzina. In questo modo è possibile assegnare a ogni tonnellata di diesel e benzina usata in Italia una relativa emissione (fase di esercizio).

I fattori emissivi di gasolio e benzina (fonti fossili sostituite) in fase di esercizio sono frutto di elaborazioni dei dati pubblicati da *ISPRA*⁵⁶ a partire dal modello *COPERT4* relativi al 2010.

Per le fasi di upstream, la fonte principale è il database Ecoinvent, con le elaborazioni necessarie ad adattare i dati al contesto Italiano o Europeo.

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 filiere di biocarburanti analizzate per biobenzine e biodiesel sono elencate nella tabella che segue insieme ai fattori emissivi dei gas serra utilizzati nella fase di upstream.

⁵⁶ ISPRA "Dati sul trasporto stradale utilizzati per l'inventario nazionale con riferimento alla serie storica 1990 - 2010 ed al programma di stima Copert 4 (versione 9.0, Ottobre 2011)" <http://www.sinanet.isprambiente.it/it/sia-ispra/inventaria/gruppo-inventari-locali/dati-trasporto-1990-2010/view>

Principali filiere di biocarburanti analizzate e fattori emissivi [CO_{2eq.}] nella fase di upstream		
Filiere analizzate	Filiera di produzione All. V Direttiva 2009/28/CE	Valore tipico di gas serra [g CO_{2eq.}/MJ]
Biobenzine		
<i>BioETBE da cereali</i>	BioETBE da cereali - metano come combustibile di processo in impianti cogenerativi	39
<i>BioETBE da residui/sottoprodotti</i>	BioETBE da residui legnosi	17
Biodiesel		
<i>Biodiesel da semi di colza</i>	Biodiesel da semi di colza	46
<i>Biodiesel da rifiuti</i>	Biodiesel da rifiuti vegetali o animali	10
<i>Biodiesel da olio di palma</i>	Biodiesel da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	32
Oli vegetali idrotrattati		
<i>Olio vegetale idrotrattato da olio di palma</i>	Olio vegetale idrotrattato da olio di palma (processo con cattura di metano all'oleificio)	27