

MONITORAGGIO DELLO SVILUPPO DEGLI IMPIANTI DI GENERAZIONE DISTRIBUITA
PER L'ANNO 2010

Executive Summary

EXECUTIVE SUMMARY

1. Introduzione

La generazione distribuita è da tempo oggetto di analisi e studi soprattutto in relazione agli effetti sul sistema elettrico conseguenti alla sua diffusione. Tuttavia ad oggi, in Europa e in Italia, non esiste ancora una definizione condivisa di generazione distribuita (GD) e non è facile poter disporre di dati omogenei relativi all'attuale livello di diffusione e penetrazione di questi impianti.

In questo contesto l'Autorità, già dal 2006, effettua annualmente un'analisi della diffusione di questi impianti in Italia (monitoraggio) con particolare riferimento alle implicazioni che il loro sviluppo ha in termini di diversificazione del mix energetico, di sviluppo sostenibile, di utilizzo delle fonti marginali e di impatto sulla rete elettrica.

L'Autorità, al fine del monitoraggio, intende la GD come l'insieme degli impianti di generazione di potenza nominale inferiore a 10 MVA. Sottoinsieme della GD è la piccola generazione (PG), definita come l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione fino a 1 MW. Inoltre un ulteriore insieme di impianti di produzione è rappresentato dalla microgenerazione (MG), definita come l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione inferiore a 50 kWe.

Rientrano pertanto nella GD e nella PG numerosi impianti per la produzione di energia elettrica accomunati dall'essere composti da unità di produzione di taglia medio-piccola (da qualche decina/centinaio di kW fino a qualche MW), connesse, di norma, ai sistemi di distribuzione dell'energia elettrica (anche in via indiretta) in quanto installate al fine di:

- alimentare carichi elettrici per lo più in prossimità del sito di produzione dell'energia elettrica (è noto che la stragrande maggioranza delle unità di consumo risultano connesse alle reti di distribuzione dell'energia elettrica) frequentemente in assetto cogenerativo per lo sfruttamento di calore utile;
- sfruttare fonti energetiche primarie (in genere di tipo rinnovabile) diffuse sul territorio e non altrimenti sfruttabili mediante i tradizionali sistemi di produzione di grande taglia.

Inoltre tali impianti sono caratterizzati da un'elevata differenziazione in termini di caratteristiche tecnologiche, economiche e gestionali.

Si sottolinea il fatto che i dati oggetto del presente rapporto contemplano la quasi totalità degli impianti di GD installati in Italia e connessi alla rete elettrica al 31 dicembre 2010. In particolare, non vi è la certezza che i dati riportati includano la totalità degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW per i quali l'articolo 10, comma 7, della legge n. 133/99 prevede l'esonero dagli obblighi di cui all'articolo 53, comma 1, del testo unico approvato con decreto legislativo n. 504/95 (denuncia di officina elettrica all'Ufficio delle dogane territorialmente competente)¹.

Infine, laddove non specificato, per "potenza" o "potenza installata" si intende la potenza efficiente lorda dell'impianto o della sezione di generazione; per "produzione" si intende la produzione lorda dell'impianto o della sezione.

Si evidenzia infine che da un'analisi condotta dall'Autorità, relativamente al confronto tra i dati del presente monitoraggio e quelli di anni precedenti, è risultato che i dati utilizzati per i monitoraggi degli anni 2007, 2008 e 2009 forniti e in parte elaborati da Terna S.p.A. (di seguito: Terna) contenevano informazioni relative anche ad impianti di potenza superiore ai limiti previsti dalla GD (10 MVA). Conseguentemente l'Autorità ha provveduto ad aggiornare i dati generali, già

¹ Potrebbero non essere censiti alcuni impianti di potenza fino a 20 kW già in esercizio prima dell'introduzione degli obblighi di registrazione presso Terna e per i quali non vengono riconosciuti incentivi né altre forme di benefici.

pubblicati, relativi ai predetti anni (come si evince nel paragrafo 3). Tale operazione di rettifica ha interessato esclusivamente i dati relativi alla GD, mentre i dati relativi alla PG per i predetti anni sono confermati.

2. Quadro generale della generazione distribuita in Italia al 31 dicembre 2010

Introduzione

Dai dati disponibili emerge che nel 2010 risultavano installati in Italia 159.876 impianti di GD per una potenza efficiente lorda complessiva pari a 8.225 MW (circa il 7,5% della potenza efficiente lorda del parco di generazione nazionale) ed una produzione lorda di 19,8 TWh (circa il 6,6% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica, pari a circa 302 TWh), come si nota dalla tabella A. Inoltre, all'interno della GD, circa il 25,1% della produzione lorda (4,9 TWh) è stata prodotta tramite impianti di PG (158.308 impianti per 3.604 MW installati).

Da un'analisi complessiva si può notare che nell'anno 2010 la produzione di energia elettrica da impianti di GD è aumentata rispetto agli anni precedenti e, di conseguenza, è aumentato il peso che tale produzione ha sull'intera produzione nazionale di energia elettrica; è stato confermato, quindi, il *trend* di crescita nell'installazione di nuovi impianti di GD prospettato nei precedenti monitoraggi.

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Idroelettrici	2.385	2.299	9.373.781	451.680	8.778.973
<i>Biomasse, biogas e bioliquidi</i>	551	620	2.461.220	233.360	2.122.978
<i>Rifiuti solidi urbani</i>	38	130	492.906	84.296	366.685
<i>Fonti non rinnovabili</i>	616	1.391	4.750.082	3.185.521	1.415.321
<i>Ibridi</i>	19	49	131.144	68.577	54.167
Totale termoelettrici	1.224	2.191	7.835.352	3.571.753	3.959.151
Geotermoelettrici	0	0	0	0	0
Eolici	290	458	774.938	129	766.039
Fotovoltaici	155.977	3.277	1.852.975	704.650	1.116.960
TOTALE	159.876	8.225	19.837.046	4.728.212	14.621.124

Tabella A: Dati relativi agli impianti di GD

Mix di fonti energetiche

Particolarmente interessante appare anche l'analisi del mix di fonti energetiche utilizzate nella produzione di energia elettrica da GD che si discosta sensibilmente dal mix caratteristico dell'intero parco di generazione elettrica italiano. In particolare, si nota che nel 2010 il 74,6% dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di GD è di origine rinnovabile² (figura 1) e tra le fonti rinnovabili la

² Nel caso degli impianti termoelettrici alimentati da rifiuti solidi urbani, convenzionalmente il 50% dell'energia elettrica prodotta è stato imputato a fonti rinnovabili, mentre il restante 50% è stato imputato a fonti non rinnovabili; nel caso di impianti alimentati sia da rifiuti solidi urbani che da fonti rinnovabili o fonti non rinnovabili l'energia prodotta da rifiuti solidi urbani è stata imputata convenzionalmente come sopra, mentre la quota rinnovabile o non rinnovabile è stata imputata alla relativa tipologia di fonte; nel caso degli impianti termoelettrici ibridi sono invece disponibili i dati relativi alla parte imputabile a fonti rinnovabili, per cui tale quota è stata attribuita alle fonti rinnovabili, mentre la quota non imputabile a fonti rinnovabili è stata attribuita alle fonti non rinnovabili.

principale, come rilevato anche negli anni precedenti, è la fonte idrica per una produzione pari al 47,4% dell'intera produzione da GD. Considerando la produzione totale di energia elettrica in Italia (figura 2) si nota una situazione molto differente rispetto alla produzione da impianti di GD; infatti, il 74,6% della produzione (inclusa la produzione degli impianti idroelettrici da apporti da pompaggio) è da fonti non rinnovabili e tra le fonti rinnovabili la fonte più utilizzata è quella idrica³ con incidenza pari al 16,9% (al netto degli apporti da pompaggio).

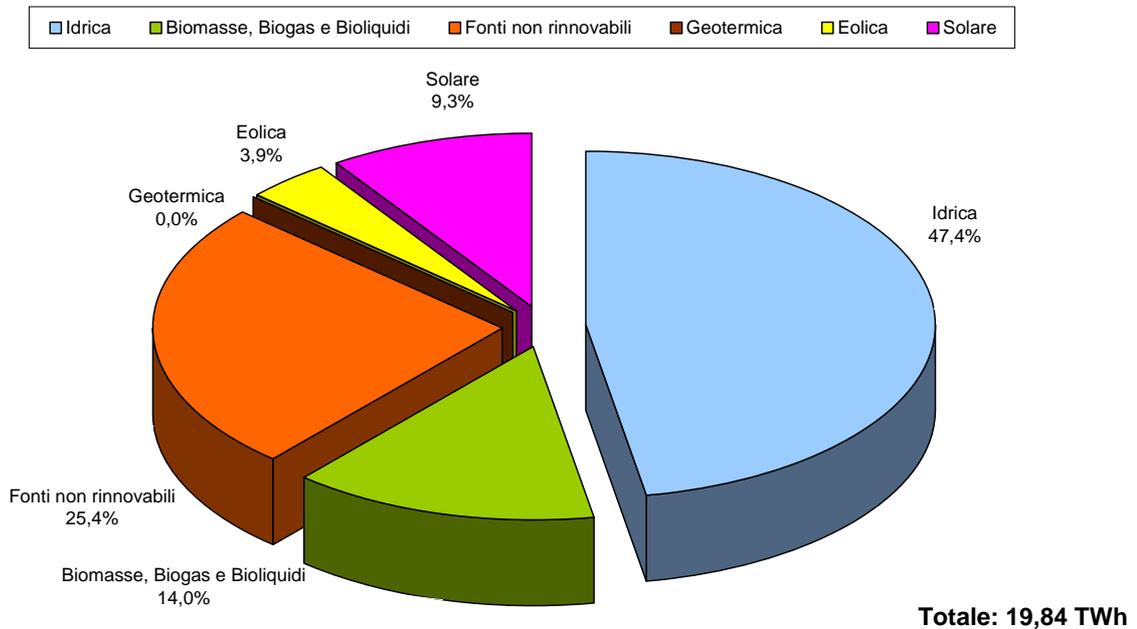


Figura 1: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD

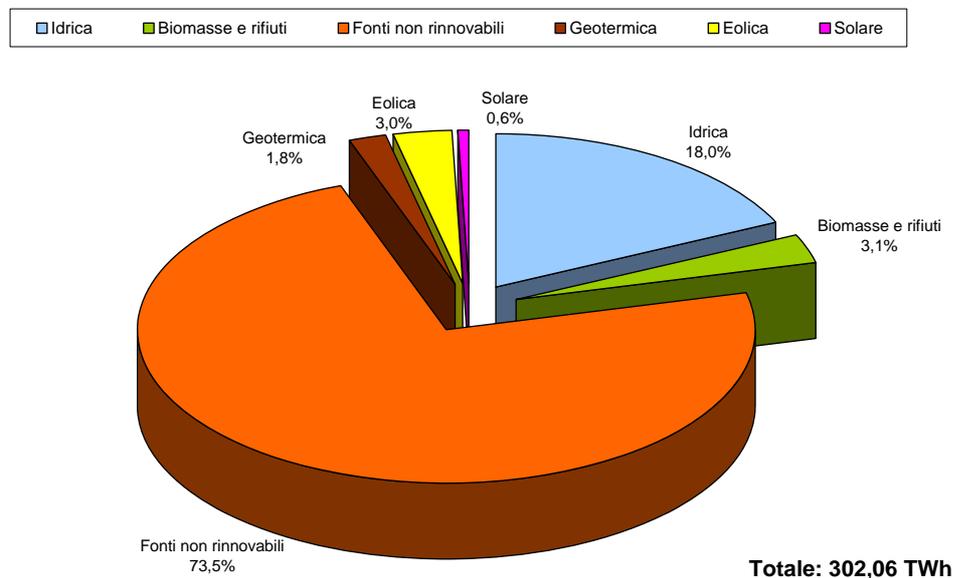


Figura 2: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della generazione nazionale totale

³ Nella figura 2 l'energia elettrica prodotta da fonte idrica include anche la produzione da apporti da pompaggio che non è considerata energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, coerentemente con quanto previsto dal decreto legislativo n. 387/03.

Tipologia di impianti in funzione delle fonti utilizzate

Differenziando per tipologia di impianti in funzione delle fonti utilizzate, si nota (figura 3) che il 72,9% dell'energia elettrica è stata prodotta da impianti alimentati esclusivamente da fonti rinnovabili, ne consegue che l'1,7% della produzione totale (differenza tra il valore derivante dalla figura 1 e quello nella figura 3) è la quota imputabile alle fonti rinnovabili degli impianti ibridi.

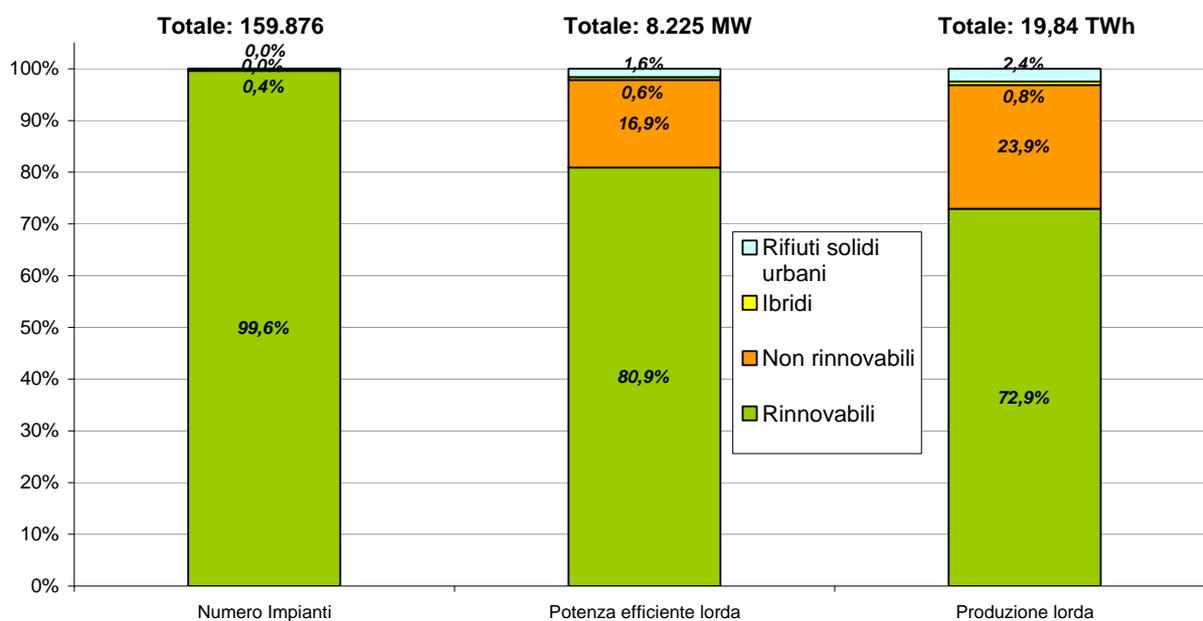


Figura 3: Impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e impianti ibridi nell'ambito della GD

Autoconsumo dell'energia elettrica prodotta

Altro aspetto di particolare interesse è l'elevato livello di autoconsumo registrato nell'ambito della GD (circa il 23,8% della produzione lorda). In particolare, nella GD, la percentuale di energia prodotta e consumata in loco risulta essere molto elevata nel caso di impianti alimentati da fonti non rinnovabili, mentre la produzione da fonti rinnovabili, sia essa termoelettrica o no, presenta percentuali di consumo in loco molto basse (se non addirittura nulle per numerosi impianti) fatta eccezione per gli impianti fotovoltaici per i quali, viste le caratteristiche della fonte e le tecnologie utilizzate, circa il 38% viene consumata in loco (figura 4).

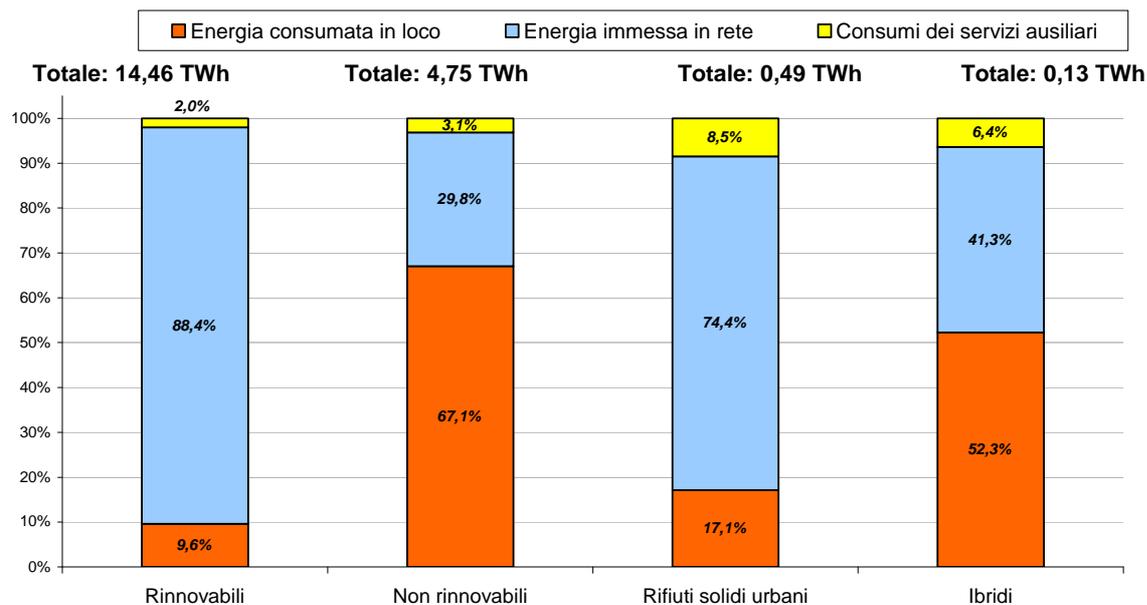


Figura 4: Ripartizione della produzione lorda da GD tra *energia immessa in rete ed energia autoconsumata* (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e per impianti ibridi)

Criteri di localizzazione degli impianti

Questo quadro mette in luce le motivazioni e i criteri che hanno spinto allo sviluppo della GD in Italia fino al 2010. Infatti, attualmente gli impianti di GD sono installati prevalentemente al fine di:

- alimentare carichi elettrici per lo più in prossimità del sito di produzione dell'energia elettrica, spesso in assetto cogenerativo per lo sfruttamento contemporaneo di calore utile. Ciò è vero soprattutto nel caso di impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili, la cui produzione è destinata prevalentemente per l'autoconsumo. Inoltre una considerevole percentuale dell'energia elettrica autoconsumata è prodotta da impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore;
- sfruttare fonti energetiche primarie (in genere di tipo rinnovabile) diffuse sul territorio e non altrimenti sfruttabili mediante i tradizionali sistemi di produzione di grande taglia.

Pertanto, mentre i primi trovano nella vicinanza ai consumi la loro ragion d'essere e la loro giustificazione economica, gli altri perseguono l'obiettivo dello sfruttamento di risorse energetiche rinnovabili strettamente correlate e vincolate alle caratteristiche del territorio. Infatti, gran parte della produzione da GD è concentrata nel nord Italia e più in generale nelle regioni italiane con un più alto livello di industrializzazione e di presenza di risorse idriche.

Destinazione dell'energia elettrica immessa

Complessivamente circa il 73,7% dell'energia elettrica prodotta nell'ambito della GD viene immessa in rete (figura 5); il 41,5% del totale dell'energia elettrica prodotta è stata ceduta direttamente sul mercato, mentre il 4,4% della produzione è stata ritirata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 (confermando il trend di riduzione verificatosi negli ultimi anni probabilmente imputabile al termine del periodo di diritto di ritiro dell'energia elettrica per alcuni impianti di GD che accedevano al regime incentivante previsto da tale provvedimento) e il 27,9% è stata ritirata dal Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. - GSE nell'ambito dei regimi amministrati previsti dalla deliberazione n. 280/07 (ritiro dedicato) e dalla deliberazione ARG/elt 74/08 (scambio sul posto).

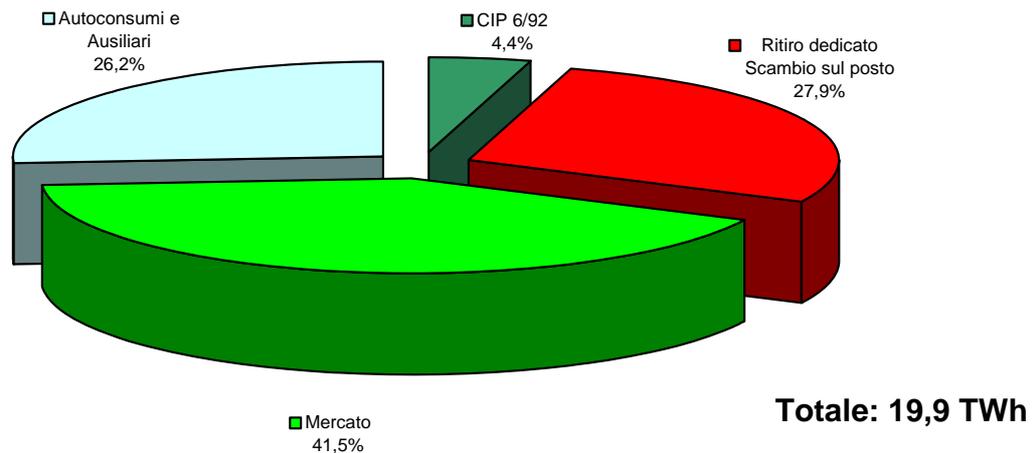


Figura 5: Ripartizione dell'energia elettrica prodotta nell'ambito della GD fra mercato, autoconsumi e regimi di ritiro amministrato

La [figura 6](#) e la [figura 7](#) evidenziano per l'anno 2010, rispettivamente, la ripartizione utilizzata per la produzione di energia elettrica nel caso di impianti che accedono al regime incentivante previsto dal provvedimento Cip n. 6/92 e impianti che accedono ai regimi amministrati previsti dalla deliberazione n. 280/07 e dalla deliberazione ARG/elt 74/08.

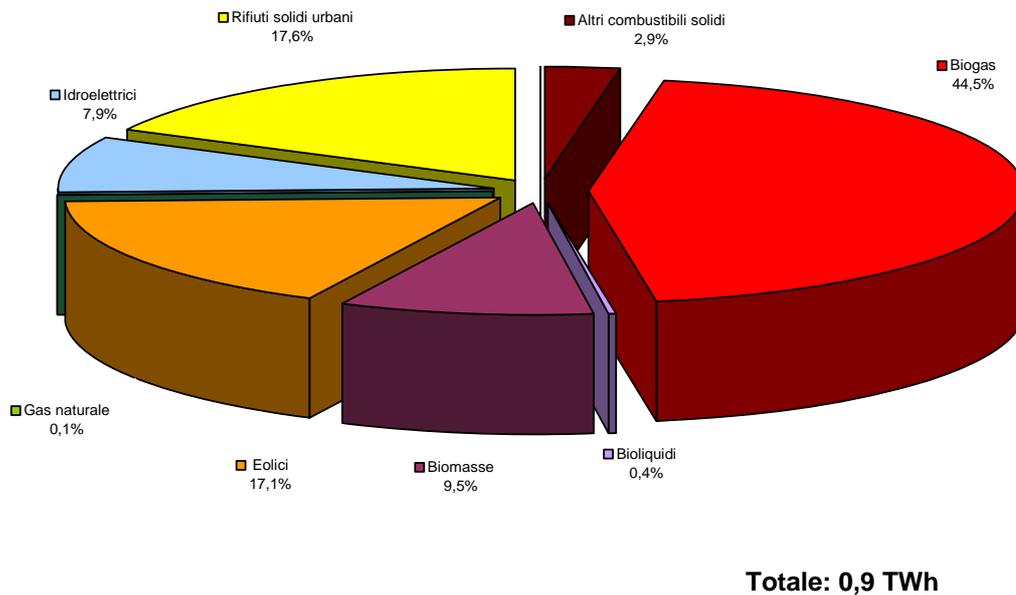


Figura 6: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica ritirata da impianti che accedono al regime incentivante previsto dal provvedimento Cip n. 6/92 rientranti nella GD

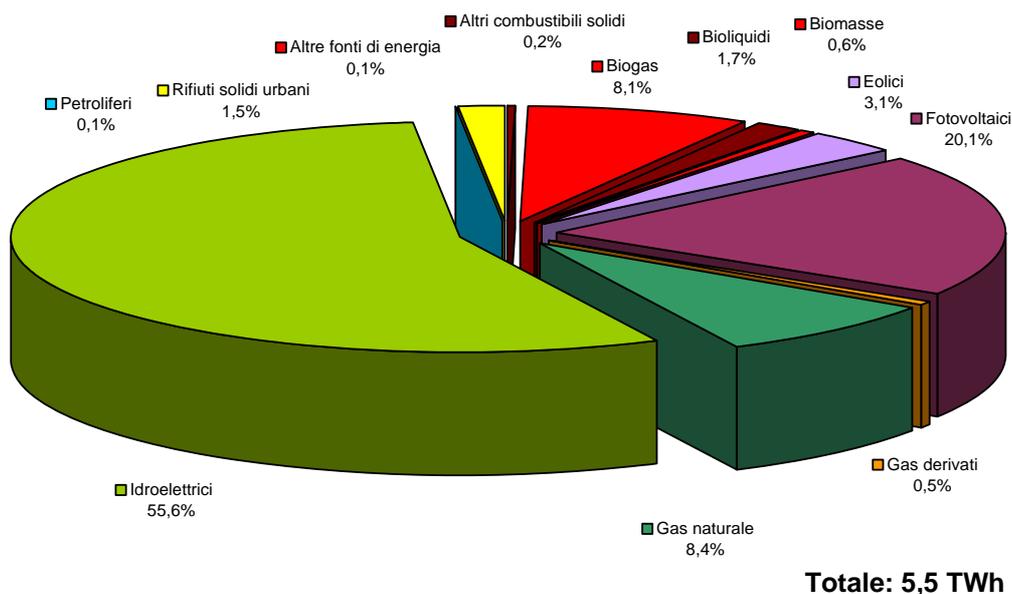


Figura 7: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica ritirata da impianti che accedono ai regimi amministrati di ritiro dedicato e scambio sul posto rientranti nella GD

Facendo un'analisi del livello di tensione in cui viene immessa l'energia elettrica (figura 8), si evidenzia che più dell'86% dell'energia elettrica è immessa in media tensione.

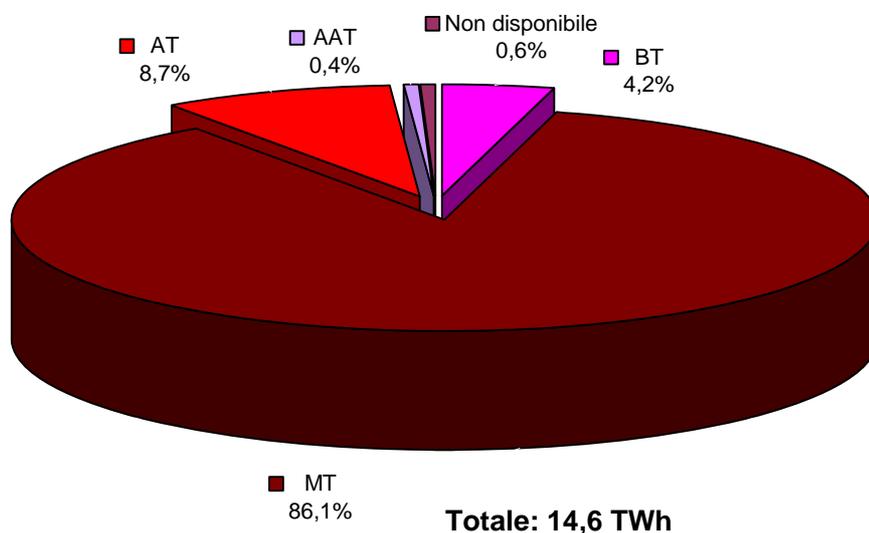


Figura 8: Ripartizione, per livello di tensione di connessione, dell'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione in GD

Tipologie impiantistiche: gli impianti idroelettrici

Sul fronte degli impianti idroelettrici, si osserva che mentre nella GD gli impianti ad acqua fluente, in termini di produzione lorda, incidono circa per l'86,3% sul totale idroelettrico (9,4 TWh), la stessa tipologia a livello nazionale incide per poco meno del 40%. Infatti il 99,7% degli impianti ad

acqua fluente è di taglia inferiore a 10 MVA e contribuisce a produrre poco più del 37,2% dell'intera produzione idroelettrica nazionale da acqua fluente.

L'incidenza dell'idroelettrico risulta ancor più elevata nell'ambito della PG, dove contribuisce a produrre circa 2.245 GWh di energia elettrica (il 45,1% dell'intera produzione lorda da impianti di PG) attraverso 1.736 impianti per complessivi 526 MW di potenza efficiente lorda. Di questi circa il 98,1% (1.703 impianti) sono impianti ad acqua fluente e concorrono a produrre il 98,6% dell'energia idroelettrica da PG e circa il 23,6% dell'intera produzione idroelettrica da GD, confermando che la PG, e più in generale la GD, permettono uno sfruttamento di quelle risorse energetiche rinnovabili, marginali in termini di entità e di dislocazione, che altrimenti rimarrebbero inutilizzate.

Tipologie impiantistiche: gli impianti eolici

L'analisi dei dati relativi agli impianti eolici evidenzia, come verificato negli anni precedenti, che risultano essere poco diffusi nell'ambito della GD perché generalmente gli impianti eolici tendono ad avere dimensioni (in termini di potenza installata) superiori a quelle caratteristiche della GD. Rispetto al 2009 il numero di impianti è più che raddoppiato, passando dai 124 del 2009 ai 290 del 2010, mentre l'aumento della potenza installata è molto più contenuto, passando dai 447 MW del 2009 ai 458 MW del 2010, a dimostrazione che la maggior parte delle nuove installazioni riguarda impianti di piccola taglia.

Tipologie impiantistiche: gli impianti fotovoltaici

L'analisi dei dati relativi agli impianti fotovoltaici di GD evidenzia una grande crescita del numero di impianti fotovoltaici installati nel 2010, pari a più del doppio del numero degli impianti installati nell'anno precedente, passando dai 71.258 impianti in esercizio nel 2009 ai 155.977 nel 2010; in maniera più che proporzionale sono aumentate sia la potenza installata (da 1.143 MW nel 2009 a 3.277 MW nel 2010) che l'energia elettrica prodotta (da 676 GWh nel 2009 a 1.853 GWh nel 2010).

Si evidenzia inoltre che nel 2011 (dati di preconsuntivo) gli impianti fotovoltaici installati sono 325.081 per una potenza pari a 12.685 MW (la maggior parte dei quali presumibilmente rientrano nella GD), e una produzione di circa 10,9 TWh; nel 2012 si prevede che il numero degli impianti fotovoltaici superi quota 400.000, per una potenza installata pari a circa 16.800 MW e una relativa produzione di energia elettrica pari a circa 18,5 TWh.

Tipologie impiantistiche: gli impianti termoelettrici

Con riferimento al settore termoelettrico, invece, emerge che in Italia, nel 2010, erano in esercizio 1.224 impianti di potenza inferiore a 10 MVA (nel complesso 1.842 sezioni termoelettriche) con una potenza efficiente lorda totale pari a 2.191 MW, di cui circa 306 MW (622 impianti per complessive 739 sezioni) appartenenti alla PG.

Sul versante della produzione di energia elettrica si può osservare che vi è una forte dipendenza dall'utilizzo di gas naturale (circa il 56%), mentre la produzione da fonti rinnovabili rappresenta il 32,7% del totale di energia termoelettrica da GD e la rimanente parte è prodotta utilizzando altre fonti di energia non rinnovabili (figura 9).

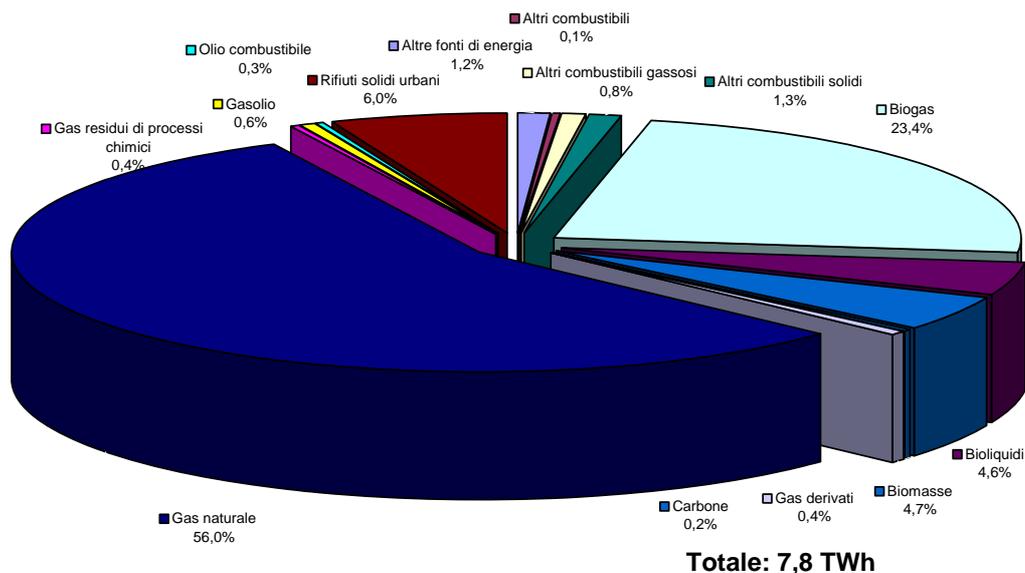


Figura 9⁴: Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD da termoelettrico

Queste percentuali risultano più spostate verso la produzione da fonti rinnovabili nell'ambito della PG termoelettrica. Qui infatti, dei complessivi 1.035 GWh lordi termoelettrici da PG, il 23,6% è prodotto tramite l'uso di gas naturale, circa l'1,6% utilizzando altri combustibili non rinnovabili, l'1% utilizzando rifiuti solidi urbani, lo 0,1% utilizzando altre fonti di energia ed il restante 73,7% utilizzando biomasse, biogas e bioliquidi; un mix di fonti primarie, quindi, abbastanza diverso da quello che caratterizza la produzione termoelettrica da GD in Italia

Tali mix di fonti primarie sono molto diversi da quelli che caratterizzano l'intera produzione termoelettrica italiana, dove il 66% di energia elettrica è prodotta utilizzando gas naturale, il 17,2% utilizzando carbone, circa il 3,2% utilizzando fonti rinnovabili e la rimanente parte utilizzando altre fonti non rinnovabili, quali ad esempio prodotti petroliferi, come illustrato in [figura 10](#).

⁴ Nelle figure riportate nel presente paragrafo con il termine "altri combustibili" si intendono il cherosene e la nafta, con il termine "altri combustibili gassosi" si intendono i combustibili fossili gassosi non meglio identificati, il gas di petrolio liquefatto e il gas di raffineria, con il termine "altri combustibili solidi" si intendono i combustibili fossili solidi non meglio identificati e i rifiuti industriali non biodegradabili, con il termine "biogas" si intendono i biogas da attività agricole e forestali, i biogas da deiezioni animali, i biogas da fanghi di depurazione, i biogas da FORSU, i biogas da rifiuti diversi dai rifiuti solidi urbani, i biogas da rifiuti solidi urbani e i biogas da rifiuti solidi urbani smaltiti in discarica, con il termine "bioliquidi" si intendono i bioliquidi non meglio identificati, il biodiesel, gli oli vegetali grezzi e i rifiuti liquidi biodegradabili, con il termine "biomasse" si intendono le biomasse solide e le biomasse da rifiuti completamente biodegradabili, con il termine "gas derivati" si intendono il gas d'altoforno, il gas di cokeria e il gas da estrazione, e con il termine "rifiuti solidi urbani" si intendono i rifiuti solidi urbani, i CDR e i rifiuti generici CER non altrove classificati. I singoli apporti di tali combustibili nell'ambito della GD sono esplicitati nelle tabelle in Appendice.

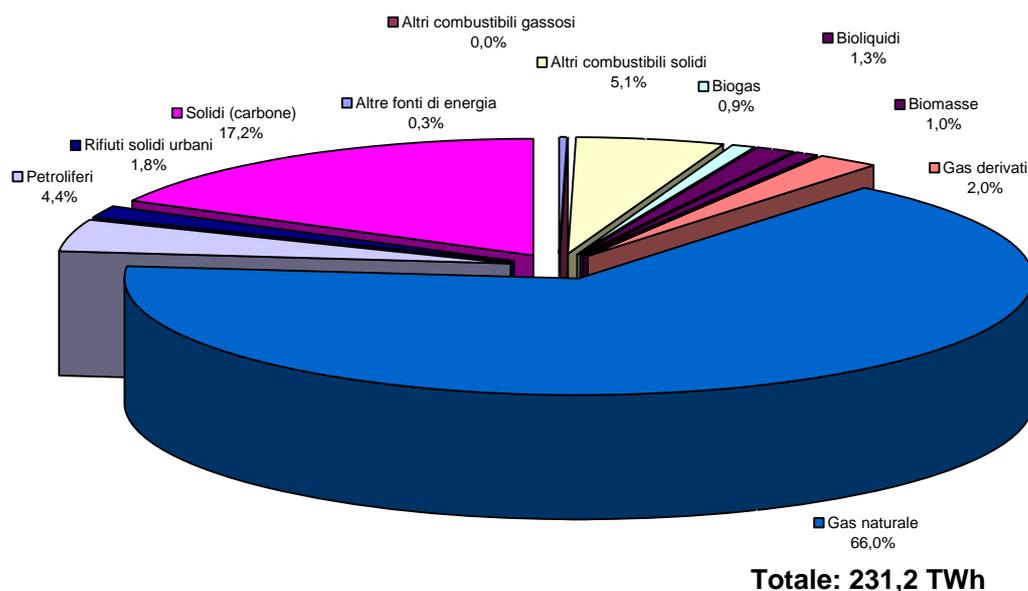


Figura 10: *Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica nazionale totale (al netto della produzione geotermoelettrica)*

Dall'analisi emerge un'elevata presenza di impianti alimentati soprattutto da gas naturale e da biogas, costituiti per lo più da sezioni di piccola taglia con motori a combustione interna. Infatti quasi l'80% delle sezioni utilizzano motori a combustione interna, per una potenza pari a circa il 60% del totale ed una produzione di circa 4,6 TWh (poco meno del 59% dell'intera produzione termoelettrica da GD). Analizzando le sezioni di impianti termoelettrici di PG, è interessante notare che le sezioni con motore a combustione interna sono pari a poco meno del 94% del totale delle sezioni di impianti termoelettrici di PG (97,9% nel caso di produzione di sola energia elettrica e 89,6% nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore) e che sia la potenza installata che la produzione elettrica da motori a combustione interna sia equamente suddivisa fra l'impiego per la sola produzione di energia elettrica e l'impiego per la produzione combinata di energia elettrica e termica.

Inoltre, analizzando la distribuzione territoriale in Italia del termoelettrico sotto i 10 MVA, si conferma, rispetto agli anni precedenti, che gran parte della produzione è concentrata nel settentrione, mentre nel centro Italia e nel sud le produzioni più cospicue risultano localizzate nelle regioni che presentano un maggiore sviluppo della piccola e media industria.

Differenze sostanziali si osservano anche analizzando il mix di fonti primarie utilizzato nell'ambito della GD nel caso di impianti per la sola produzione di energia elettrica e di impianti per la produzione combinata di energia elettrica e calore.

Nel caso di impianti termoelettrici con sola produzione di energia elettrica circa il 73,3% della produzione lorda è ottenuta tramite l'utilizzo di fonti rinnovabili, per lo più biogas (62,3% della totale produzione), mentre nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore il mix è molto più spostato verso le fonti non rinnovabili (l'83,1%), per lo più gas naturale con la percentuale pari al 76,8% della totale produzione (figura 11 e figura 12). Tali considerazioni vengono ulteriormente messe in evidenza considerando la sola PG termoelettrica.

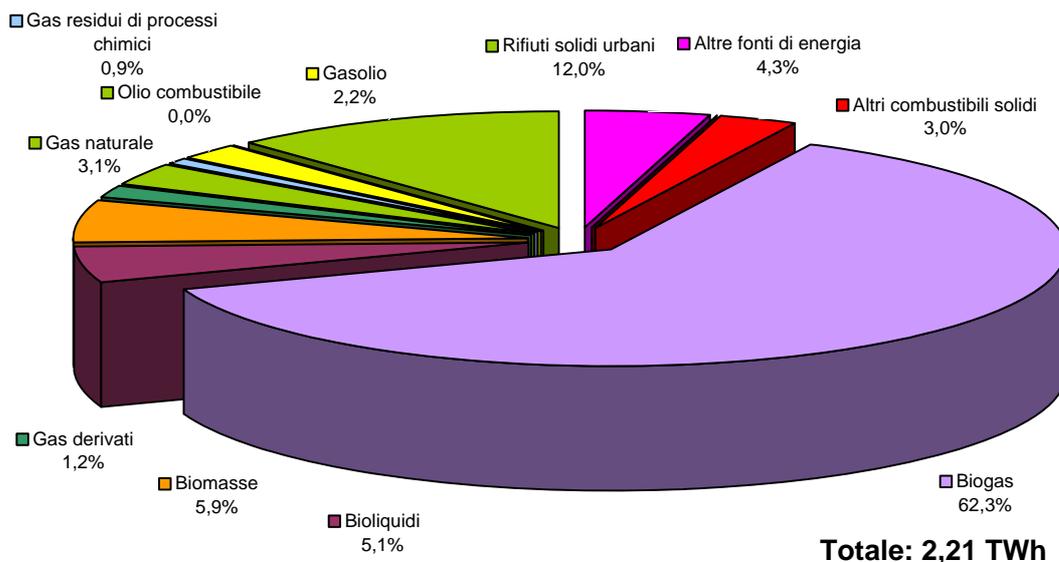


Figura 11⁴: *Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita per la sola produzione di energia elettrica*

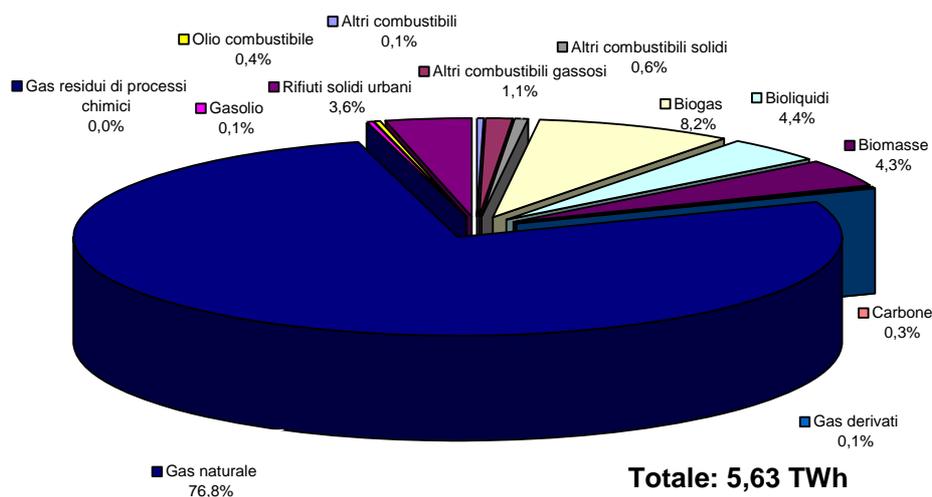


Figura 12⁴: *Produzione di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita per la produzione combinata di energia elettrica e calore*

Emergono ulteriori differenze tra impianti termoelettrici destinati alla sola produzione di energia elettrica e impianti termoelettrici destinati alla produzione combinata di energia elettrica e termica, per quanto riguarda la quota di energia autoconsumata. Nel primo caso infatti l'energia consumata in loco è il 14,9% della produzione totale lorda, mentre nel secondo caso rappresenta il 57,6% della totale produzione. Ciò è giustificato dal fatto che gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e termica, nell'ambito della GD, nascono dove vi sono utenze termiche che, spesso, sono contestuali alle utenze elettriche, soprattutto nel caso in cui tali impianti vengano realizzati presso siti industriali. Inoltre gli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD nascono con la finalità di produrre calore in modo più efficiente rispetto al caso di utilizzo delle caldaie convenzionali e non con la principale finalità di produrre energia elettrica come invece spesso accade nel caso dei cicli combinati di elevata taglia.

3. Evoluzione dello sviluppo della generazione distribuita

Confrontando l'anno 2010 con gli anni precedenti (dal 2004, anno a cui si riferisce il primo monitoraggio dell'Autorità, al 2009) si nota un *trend* di crescita con riferimento sia al numero di impianti che alla potenza installata e alla produzione lorda.

Analizzando nello specifico lo sviluppo della GD sulla base dei dati aggiornati, nell'ultimo anno l'incremento del numero di impianti è associato in maniera sostanziale allo sviluppo degli impianti fotovoltaici e a seguire, ma con numeri molto inferiori, degli impianti idroelettrici e termoelettrici, e in maniera minore degli impianti eolici.

L'incremento della potenza installata è invece dovuto principalmente agli impianti fotovoltaici, termoelettrici (in prevalenza alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi) ed eolici, seguiti dagli impianti idroelettrici.

Infine, l'incremento della produzione di energia elettrica è da imputare principalmente agli impianti fotovoltaici (triplicata rispetto al 2009), termoelettrici e idroelettrici, e in maniera minimale agli impianti eolici.

Analizzando nello specifico lo sviluppo della PG si nota che nell'ultimo anno l'incremento degli impianti appartenenti a questa categoria ha seguito l'andamento degli impianti di GD, ma è ancora più evidente l'effetto dovuto allo sviluppo delle installazioni di impianti fotovoltaici che generalmente hanno potenze ridotte: in particolare l'incremento del numero di impianti è associato in maniera sostanziale allo sviluppo degli impianti fotovoltaici.

L'incremento della potenza installata è dovuto quasi esclusivamente agli impianti fotovoltaici.

Infine, l'incremento della produzione di energia elettrica è da imputare agli impianti fotovoltaici (più che raddoppiata), agli impianti idroelettrici (anche per effetto della maggiore disponibilità della fonte idrica rispetto agli anni precedenti) e termoelettrici alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi.

Nella [figura 13](#) viene riportato, con riferimento al periodo compreso tra l'anno 2004 e l'anno 2010, l'andamento del numero totale di impianti installati in GD e delle relative potenze e produzioni lorde, mentre nella [figura 14](#) viene riportato l'andamento relativo al totale degli impianti di PG installati.

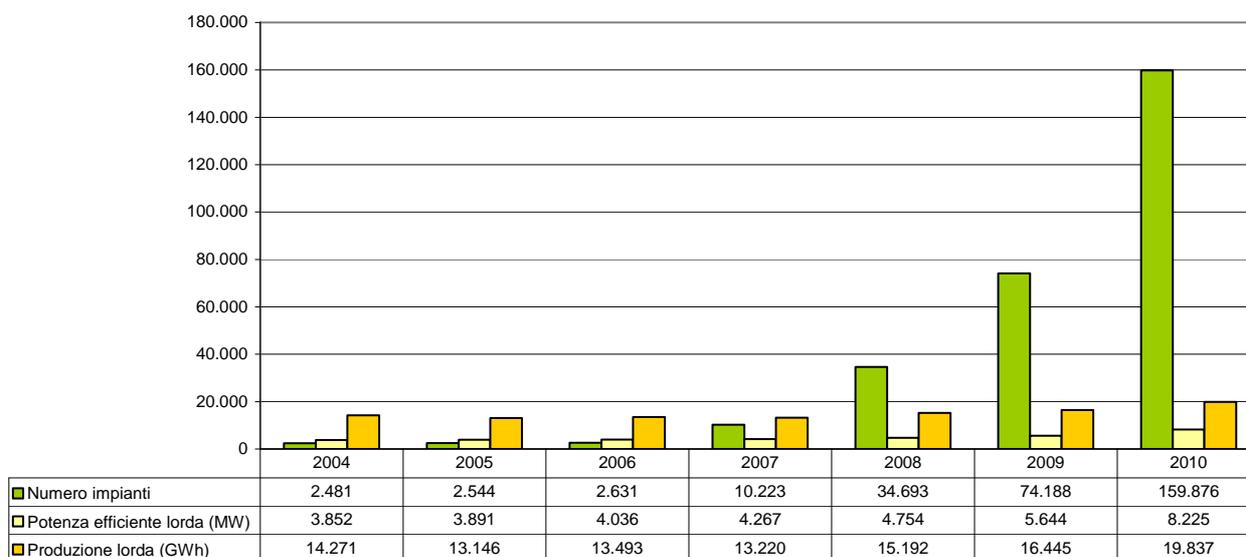


Figura 13: Numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda di GD dall'anno 2004 all'anno 2010

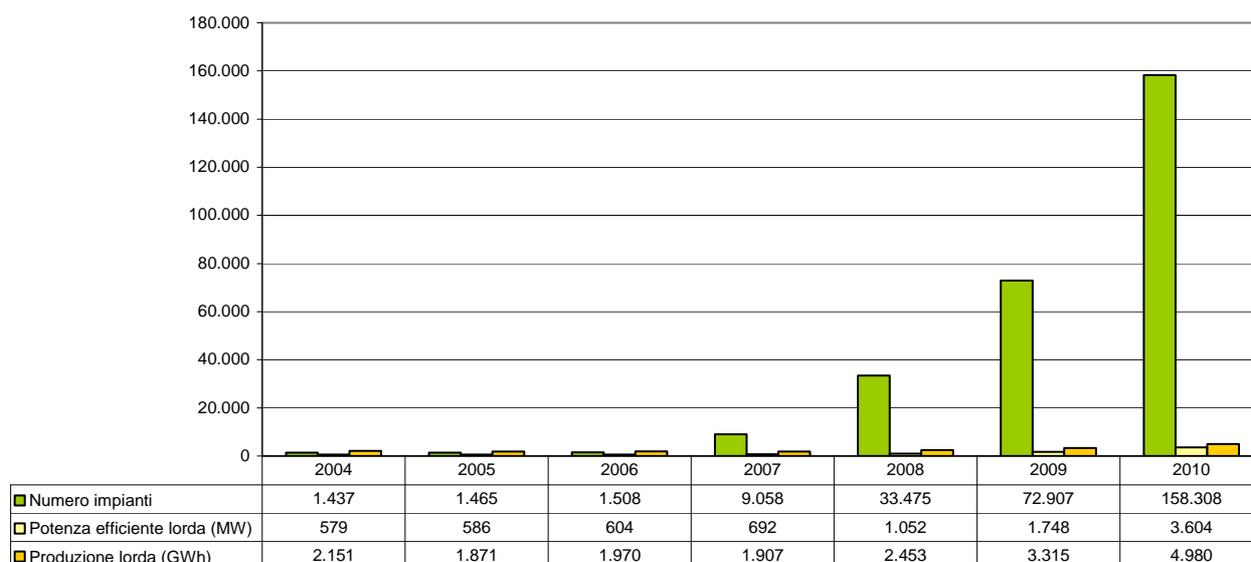


Figura 14: Numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda di PG dall'anno 2004 all'anno 2010

Dalle figure sopra riportate, appare evidente il notevole sviluppo negli ultimi anni degli impianti di piccola taglia (per lo più fotovoltaici); ciò ha fatto sì che il rapporto tra la potenza complessivamente installata in GD e il numero degli impianti (potenza media installata per impianto) si è ridotto da 1,53 MW/impianto nel 2006 a 0,14 MW/impianto nel 2008, fino a 0,05 MW/impianto nel 2010.

Il rapporto tra la produzione di energia elettrica lorda da impianti di GD e il numero degli impianti (produzione media per impianto) si è ridotto da 5,13 GWh/impianto nel 2006 a 0,44 GWh/impianto nel 2008, fino a 0,12 GWh/impianto nel 2010.

Tali rapporti sono destinati a ridursi ulteriormente nel 2011 per effetto del notevole sviluppo degli impianti fotovoltaici. Ciò evidenzia la transizione in corso in termini di installazione degli impianti di produzione, da pochi impianti di più elevata taglia a una moltitudine di impianti di taglia ridotta.

4. Quadro regolatorio applicabile alla generazione distribuita nel 2010

Il quadro normativo/regolatorio applicabile si può descrivere identificando tre livelli: il primo relativo alla regolazione dell'accesso ai servizi di sistema (connessione alle reti elettriche, trasporto, dispacciamento e misura dell'energia elettrica), il secondo relativo alle modalità di cessione dell'energia elettrica prodotta ed il terzo relativo ai regimi di incentivazione applicabili ad alcune forme di produzione di energia elettrica.

Per quanto concerne specificatamente l'ambito nazionale italiano, non esistono ad oggi condizioni normative e regolatorie specifiche applicate alla GD: esiste, piuttosto, una regolazione che si differenzia in ragione delle tipologie impiantistiche, delle tipologie di fonti primarie utilizzate (distinguendo, ad esempio, tra impianti alimentati da fonti rinnovabili, impianti di cogenerazione alimentati da combustibili fossili e i rimanenti impianti) e delle tipologie di connessione alla rete.

Si evidenzia inoltre la continua attività dell'Autorità finalizzata alla piena integrazione nel mercato elettrico della produzione distribuita di energia elettrica, tenendo conto delle peculiarità delle fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alto rendimento. Tra i principali provvedimenti si ricorda:

- la definizione delle condizioni procedurali ed economiche per le connessioni (tra il 2005 e il 2007) a la successiva revisione (nel 2008). Attualmente sono vigenti procedure standardizzate nel caso di connessioni alle reti in bassa e media tensione, mentre viene mantenuta più flessibilità in capo ai gestori di rete nel caso di connessioni alle reti in alta e altissima tensione. A metà 2010 e a fine 2011 le condizioni per l'erogazione del servizio di connessione sono state nuovamente aggiornate con la principale finalità di ridurre i problemi derivanti dalla prenotazione della capacità di rete nei casi in cui all'accettazione del preventivo non fa seguito la concreta realizzazione degli impianti di produzione;
- la definizione (nel 2005) e la revisione (nel 2007) delle modalità semplificate per la cessione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete nel caso di impianti di potenza inferiore a 10 MVA e per gli impianti alimentati dalle fonti "non programmabili" di ogni taglia (il cosiddetto "ritiro dedicato" operato dalle imprese distributrici fino alla fine del 2007 e dal GSE a partire dall'1 gennaio 2008). Nel 2011 sono stati ridefiniti i prezzi minimi garantiti, riconosciuti nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW e limitatamente ai primi 2 milioni di kWh immessi annualmente, differenziandoli per fonte;
- la definizione (nel 2006) e la revisione (nel 2008) delle condizioni e delle modalità per l'erogazione del servizio di scambio sul posto, alternativo alla cessione dell'energia elettrica immessa in rete. Lo scambio sul posto è oggi possibile per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o cogenerativi ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW e consiste sostanzialmente nella compensazione economica tra il valore dell'energia elettrica immessa e il valore dell'energia elettrica prelevata per il tramite di un unico punto di connessione. La legge n. 99/09 ha previsto che i Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti e il Ministero della Difesa possano usufruire del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta, per gli impianti di cui sono proprietari di potenza non superiore a 200 kW, a copertura dei consumi di proprie utenze, senza tener conto dell'obbligo di coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete e fermo restando il pagamento degli oneri di rete; inoltre il Ministero della Difesa può usufruire dello scambio sul posto anche per impianti di potenza superiore a 200 kW;
- la definizione di interventi finalizzati a consentire l'affidamento a terzi dei servizi energetici in sito da parte di un cliente finale libero (2007). In particolare, nel caso in cui il cliente finale sia un cliente del mercato libero, ai fini della stipula o del trasferimento della titolarità dei contratti per l'accesso al sistema elettrico, l'interposizione di un soggetto terzo ai fini della conclusione dei contratti commerciali ha la forma di un mandato senza rappresentanza e il soggetto che stipula i due contratti deve essere il medesimo. Spesso il soggetto terzo che conclude i contratti commerciali relativi all'energia elettrica è lo stesso soggetto che gestisce gli interventi di efficienza energetica, con cui il cliente finale stipula un unico contratto per la prestazione dei servizi energetici. Con la prossima regolazione, successiva al documento per la consultazione DCO 33/11, verranno definiti ulteriori interventi finalizzati a regolare i servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo, di cui i Sistemi Efficienti di Utente (SEU), definiti dal decreto legislativo n. 115/08 come modificato dal decreto legislativo n. 56/10, sono un sottoinsieme;
- la definizione (nel 2005, 2007, 2009 e 2010) delle modalità di erogazione degli incentivi previsti per le fonti rinnovabili, con particolare riferimento al feed in premium per gli impianti fotovoltaici e alle tariffe fisse onnicomprensive.

Le principali disposizioni regolatorie adottate dall'Autorità in materia di produzione di energia elettrica sono elencate, per filoni di attività, nella seguente tabella B. Tali disposizioni si applicano anche alla GD.

Connessione alle reti elettriche	
<i>Condizioni procedurali ed economiche per richieste di connessione presentate fino al 31 dicembre 2008</i>	
Media, alta e altissima tensione	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 281/05 ◆ Modalità e condizioni contrattuali dei gestori di rete (MCC 281)
Bassa tensione	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 89/07
<i>Condizioni procedurali ed economiche per richieste di connessione presentate dopo il 31 dicembre 2008</i>	
Ogni livello di tensione	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione ARG/elt 99/08 (TICA), dal 1/01/2009 ◆ Modalità e condizioni contrattuali dei gestori di rete (MCC)
<i>Regole tecniche per la connessione</i>	
Media, alta e altissima tensione	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione ARG/elt 33/08 (per imprese distributrici) ◆ Codice di rete verificato dall'Autorità (per Terna)
Bassa tensione	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Norma CEI 0-21
Accesso e utilizzo della rete	
Trasporto	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione ARG/elt 199/11 (Allegato A – TIT, art. 19)
Dispacciamento	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 111/06 ◆ Deliberazioni n. 330/07, ARG/elt 98/08 e ARG/elt 5/10 (dispacciamento eolico) e deliberazione n. 84/2012/R/eel (prescrizioni requisiti tecnici che devono fornire gli impianti connessi alle reti MT e BT) ◆ Codice di rete di Terna verificato dall'Autorità
Misura	
Energia elettrica scambiata con la rete	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione ARG/elt 199/11 (Allegato B – TIME) ◆ Deliberazione n. 292/06 ◆ Deliberazione ARG/elt 178/08
Energia elettrica prodotta	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 88/07
Cessione energia e scambio sul posto	
Ritiro dedicato	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 280/07
Scambio sul posto	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 28/06 e relativi chiarimenti fino al 31/12/2008 ◆ Deliberazione ARG/elt 74/08 dall'1 gennaio 2009

Tabella B

Le ulteriori disposizioni regolatorie dell'Autorità che definiscono e regolano le condizioni relative agli impianti cogenerativi ad alto rendimento e quelle che regolano le disposizioni relative alle incentivazioni delle fonti rinnovabili sono indicate nella tabella C. Tali disposizioni non includono la definizione né la quantificazione degli strumenti incentivanti poiché tali attività non sono di competenza dell'Autorità.

Fonti rinnovabili	
Certificati verdi	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione ARG/elt 24/08, ARG/elt 10/09, ARG/elt 3/10, ARG/elt 5/11 e 11/2012/R/efr (definizione del prezzo medio di vendita dell'energia elettrica ai fini della definizione del valore di riferimento dei certificati verdi)
Conto energia per il fotovoltaico	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 188/05 (attuazione del DM 28 luglio 2005) ◆ Deliberazione n. 90/07 (attuazione del DM 19 febbraio 2007) ◆ Deliberazione ARG/elt 181/10 (attuazione del DM 6 agosto 2010) ◆ Deliberazione ARG/elt 149/11 (attuazione del DM 5 maggio 2011)
Conto energia per il solare termodinamico	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione ARG/elt 95/08 (attuazione del DM 11 aprile 2008)
Tariffa fissa onnicomprensiva per le altre fonti rinnovabili	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione ARG/elt 1/09 (attuazione del DM 18 dicembre 2008)
Cogenerazione ad alto rendimento	
Definizione di cogenerazione ad alto rendimento	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 42/02 ◆ Deliberazione n. 296/05 (aggiornamento dei parametri di calcolo) ◆ Deliberazione n. 307/07 (aggiornamento dei parametri di calcolo) ◆ Deliberazione ARG/elt 174/09 (aggiornamento dei parametri di calcolo) ◆ Deliberazione ARG/elt 181/11 (aggiornamento a seguito dell'emanazione del DM 4 agosto 2011 e 5 settembre 2011)
Controlli tecnici e sopralluoghi sugli impianti	
	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deliberazione n. 60/04 ◆ Deliberazione n. 215/04 (Regolamento tecnico)

Tabella C

Oltre ai provvedimenti sopra richiamati, si ricorda la deliberazione ARG/elt 12/11, che si colloca nel più ampio percorso finalizzato a incentivare in modo selezionato gli investimenti sulle reti per la promozione delle *smart grids* e lo sviluppo della GD. Con tale deliberazione, l'Autorità, ha individuato, tra i progetti pilota presentati dalle imprese distributrici, relativi alla sperimentazione di nuovi sistemi di controllo comprendenti sistemi di automazione, protezione e controllo di reti attive di media tensione, quelli ammessi al trattamento incentivante previsto dal Testo Integrato Trasposto vigente per il periodo regolatorio 2008-2011 (Allegato A alla deliberazione n. 348/07).

L'Autorità, considerando il repentino e consistente sviluppo negli ultimi anni degli impianti di GD connessi alle reti di media e bassa tensione, oltre alle disposizioni per lo sviluppo delle *smart grids*, ha previsto una serie di ulteriori interventi. In particolare:

- a differenza di quanto previsto per il periodo regolatorio 2008-2011, nel nuovo periodo regolatorio 2012-2015, la componente CTR (corrispettivo a copertura dei costi di trasmissione) non viene riconosciuta all'energia elettrica immessa nelle reti di media e bassa tensione. Ciò poiché lo sviluppo della GD richiede nuovi investimenti per l'adeguamento delle reti di distribuzione e sta modificando le esigenze di esercizio in sicurezza della rete di trasmissione, con connessi oneri di adeguamento delle infrastrutture;
- è stata proposta, con il documento per la consultazione n. 13/2012/R/eel, la revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione da applicarsi all'energia elettrica immessa nelle reti di media e bassa tensione, tenendo conto, tra l'altro, dello sviluppo e della crescita della GD. I fattori percentuali convenzionali di perdita da attribuire all'energia elettrica immessa nelle reti in media e bassa tensione hanno la finalità di riconoscere agli impianti di produzione di energia elettrica il

beneficio corrispondente alla riduzione delle perdite conseguente al fatto che tale energia viene immessa ad un livello di tensione inferiore a quello della rete di trasmissione nazionale, evitando trasformazioni e riducendo i transiti. L'Autorità ritiene opportuno determinare tali fattori percentuali in maniera tale da riconoscere il suddetto beneficio limitatamente ai tratti e agli elementi di rete in cui con elevata probabilità vi sia la certezza che la GD comporti una effettiva riduzione delle perdite di rete. I fattori percentuali convenzionali di perdita da attribuire all'energia elettrica immessa nelle reti in media e bassa tensione devono essere quindi pari alle sole perdite tecniche evitate per effetto della GD (nel senso sopra esposto), rispetto al modello secondo cui tutto il fabbisogno di energia elettrica sia soddisfatto a partire dall'energia elettrica fornita dalla rete di trasmissione nazionale, e non devono, pertanto, tenere conto anche delle perdite diverse da quelle tecniche;

- è stato avviato, con la deliberazione ARG/elt 160/11, un procedimento finalizzato alla formazione di provvedimenti in materia di regolazione del servizio di dispacciamento, derivante dall'esigenza di⁵:
 - a) ampliare l'intervallo di frequenza di funzionamento di tutti gli impianti di GD, allineandolo a quello previsto per gli impianti connessi direttamente alla RTN, così da mitigare il rischio di "effetto domino" in caso di grave incidente di rete;
 - b) valutare la possibilità di consentire a Terna azioni di riduzione selettiva della GD, anche da fonti rinnovabili, ad iniziare da quella connessa in media tensione, così da ricostituire i margini di riserva laddove tutte le altre alternative per conseguire il medesimo obiettivo risultino impraticabili;
 - c) promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili in relazione alla efficiente previsione dell'energia elettrica immessa in rete evitando che i connessi costi di sbilanciamento continuino a gravare sui soli consumatori di energia elettrica;
 - d) valutare una più generale revisione dell'attuale disciplina del dispacciamento tenendo conto del nuovo contesto strutturale e di mercato, in corso di rapido mutamento, e delle conseguenti maggiori esigenze di flessibilità del sistema;
 - e) prevedere, anche ai fini della valutazione di cui alla lettera d), che Terna, con cadenza periodica, quantifichi la massima penetrazione della generazione da fonte rinnovabile intermittente (con particolare riferimento agli impianti eolici e fotovoltaici) compatibile con l'assetto di sistema; e che Terna valuti gli interventi necessari al fine di garantire, in condizioni di sicurezza per il sistema elettrico nazionale, lo sviluppo delle fonti rinnovabili tenendo conto degli obiettivi al 2020.

Per quanto riguarda le esigenze di cui alle lettere a) e b), l'Autorità è intervenuta con proprio provvedimento urgente (deliberazione n. 84/2012/R/eel), approvando, tra l'altro, l'Allegato A70 al Codice di rete di Terna recante la "Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita" e definendo opportune tempistiche per una sua rapida implementazione, distinguendo tra impianti di nuova realizzazione ed impianti esistenti. Di fatto, con tale deliberazione, l'Autorità ha introdotto primi obblighi in capo alla GD ai fini della prestazione dei cosiddetti "servizi di rete".

Per quanto riguarda invece le esigenze di cui alla lettera c), con il documento per la consultazione n. 35/2012/R/efr, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti relativi alla regolazione del servizio di dispacciamento da applicarsi alle unità di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alle unità di produzione di energia elettrica non programmabili, al fine di promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento in relazione alla efficiente previsione dell'energia elettrica immessa in rete,

⁵ Tali esigenze sono state ampiamente descritte nella Segnalazione dell'Autorità sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e le relative criticità del 6 ottobre 2011, PAS 21/11.

evitando che i costi di sbilanciamento connessi ad un'errata previsione continuino a gravare sui soli consumatori di energia elettrica. Tali orientamenti costituiscono un primo intervento per il solo anno 2012; con successivo documento per la consultazione l'Autorità presenterà i propri orientamenti relativi agli anni successivi.

Gli interventi necessari per soddisfare le esigenze di cui alle lettere d) ed e) sono attualmente in corso di implementazione.

Tutti questi aspetti hanno l'obiettivo di consentire una maggiore penetrazione della GD e delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico, ottimizzando la gestione delle reti e del servizio di dispacciamento.

Un altro tema rilevante è quello correlato ai flussi informativi e alla gestione dei *database*. Al riguardo, già nel 2008, a seguito dell'attività svolta nell'ambito del monitoraggio della GD, l'Autorità ha riscontrato criticità in materia di flussi informativi e di gestione dei *database*, tra cui:

- la difficoltà di monitoraggio in mancanza di un preciso obbligo, in capo al produttore, di registrazione delle caratteristiche dell'impianto di produzione su un apposito registro elettronico;
- l'impossibilità di poter estrarre informazioni sul singolo impianto di produzione nel caso in cui ad uno stesso punto di connessione con la rete siano connessi più impianti;
- l'impossibilità di assicurare la piena interoperabilità dei vari *database* presenti nel sistema e gestiti da soggetti diversi, il che deriva innanzitutto dalla mancanza di una codifica univoca per gli impianti.

Al fine di risolvere tali criticità, l'Autorità ha emanato:

- la deliberazione ARG/elt 115/08 che, tra l'altro, prevede l'integrazione dei dati di monitoraggio gestiti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. - GME, Terna e GSE usando denominazioni, codifiche, unità di misura e formati uniformi concordati fra i medesimi soggetti tramite un'apposita convenzione. Ciò al fine di consentire l'analisi incrociata dei dati immagazzinati nei differenti *data warehouse* realizzati in ottemperanza alla medesima deliberazione;
- la deliberazione ARG/elt 205/08 che ha previsto una razionalizzazione dei flussi informativi, attraverso la costituzione, presso Terna, a partire dal 7 gennaio 2009, di un'anagrafica unica a livello nazionale per gli impianti di produzione di energia elettrica (CENSIMP). Ciò al fine di consentire l'identificazione in modo univoco degli impianti di produzione per facilitare l'allineamento dei *database* gestiti dai diversi soggetti (Autorità, GME, Terna, GSE, gestori di rete) e il confronto tra i dati archiviati nei medesimi *database*, nonché la loro interoperabilità. Un'altra finalità della predetta deliberazione è quella di semplificare i processi e ridurre le incombenze derivanti dagli obblighi informativi in capo agli operatori elettrici.

Successivamente, con la deliberazione ARG/elt 124/10, l'Autorità ha completato il processo avviato con la deliberazione ARG/elt 205/08, prevedendo:

- modalità e procedure per il completamento del processo di integrazione dell'anagrafica impianti con i registri delle unità di produzione rilevanti (RUP) e non rilevanti (UPN6) e la creazione di un sistema di gestione dell'anagrafica unica degli impianti di produzione e delle relative unità di produzione (GAUDÌ), nonché di completamento del processo finalizzato a garantire l'interoperabilità fra il GAUDÌ e i *database* del GSE;
- che Terna assicuri la condivisione dei dati presenti all'interno del GAUDÌ a ciascun operatore elettrico, al GSE e ai gestori di rete, in relazione agli impianti e alle unità di produzione di loro competenza, in virtù di quanto previsto dalla stessa deliberazione ARG/elt 124/10 e dalla deliberazione ARG/elt 125/10 (Testo Integrato delle Connessioni Attive - TICA);
- che Terna garantisca al GSE l'accesso, tramite un flusso asincrono, ai dati di tutti gli impianti e le unità di produzione per i quali il produttore potrebbe presentare istanza presso il GSE al fine di richiedere una qualifica, una forma di incentivazione o l'accesso ad uno dei regimi amministrati gestiti dal medesimo GSE;

- l'introduzione di procedure che permettano ai gestori di rete di effettuare verifiche sui dati relativi al punto di connessione inseriti dal produttore, nonché su alcuni dei dati che costituiscono l'anagrafica impianti;
- l'introduzione, all'interno del GAUDÌ, delle informazioni di dettaglio relative alla presenza, localizzazione e tipologia delle apparecchiature di misura, degli schemi unifilari degli impianti con l'indicazione di tutti i gruppi di misura e degli algoritmi di misura necessari a definire l'energia elettrica prodotta, immessa e prelevata dalle singole entità fisiche o commerciali che costituiscono l'impianto di produzione;
- la realizzazione, all'interno del GAUDÌ, di un pannello di controllo atto ad evidenziare la sequenza delle attività da svolgere per procedere alla connessione alla rete di un impianto di produzione e alla sua ammissione ai mercati dell'energia, ivi incluse le fasi di sottoscrizione del regolamento di esercizio, di definizione e validazione delle unità di produzione che compongono l'impianto di produzione, di sottoscrizione del contratto di dispacciamento e del relativo Allegato 5⁶; in tale pannello di controllo i vari soggetti coinvolti possono registrare gli esiti di ciascuna delle attività propedeutiche alla connessione e all'accesso ai mercati dell'energia, rendendo monitorabile e trasparente la situazione dell'accesso di un impianto di produzione di energia elettrica ai servizi di sistema;
- un'opportuna remunerazione dei costi sostenuti da Terna al fine di dare piena attuazione alla deliberazione ARG/elt 124/10 attraverso un meccanismo finalizzato ad incentivare Terna affinché implementi nel modo più efficace e celere possibile il GAUDÌ.

Attualmente sono in corso le ultime fasi propedeutiche alla piena implementazione del sistema GAUDÌ.

Infine, la Direzione Mercati dell'Autorità ha ritenuto opportuno fornire agli operatori del settore una raccolta dei provvedimenti di propria competenza o delle parti di essi che incidono direttamente sull'attività di produzione di energia elettrica. L'obiettivo è che tale raccolta, denominata Testo Unico ricognitivo della Produzione elettrica (TUP), possa costituire un valido strumento di lavoro per quanti si trovano ad operare nell'ambito della produzione di energia elettrica nel presente contesto di mercato. Si rimanda quindi al TUP e ai suoi successivi aggiornamenti periodici, per la descrizione dei provvedimenti sopra richiamati.

5. L'impatto della generazione distribuita sulle reti di distribuzione

Non può essere trascurata l'analisi dell'impatto della GD e della PG sulla struttura e sulla gestione delle reti di distribuzione dell'energia elettrica e, più in generale, l'analisi dell'interazione con il sistema elettrico. Per questo motivo, l'Autorità ha già promosso alcuni studi, pubblicati in allegato alla deliberazione ARG/elt 25/09⁷ e alla deliberazione ARG/elt 223/10⁸.

Tali studi sono stati propedeutici alle analisi condotte dall'Autorità finalizzate all'adozione degli interventi necessari per favorire la diffusione della GD, con particolare riferimento a quella alimentata da fonti rinnovabili o in assetto cogenerativo ad alto rendimento. Gli interventi più rilevanti già completati e in corso sono riassunti nel paragrafo 4.

⁶ L'Allegato 5 al contratto di dispacciamento contiene gli algoritmi per la definizione del dato di misura dell'energia elettrica prodotta, immessa e prelevata dalle singole entità fisiche (motori primi, generatori elettrici, gruppi di generazione e sezioni) e commerciali (unità di produzione) che costituiscono l'impianto.

⁷ "Analisi tecnico-economica delle modalità di gestione dell'energia nei contesti urbani ed industriali" e "Impatto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione di media tensione".

⁸ "Impatto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione di bassa tensione".

Oltre a quanto già effettuato, occorre valutare la possibilità di aumentare le risorse per il dispacciamento tramite gli impianti di GD e regolare l'erogazione del servizio di dispacciamento sulle reti di distribuzione. Al fine di perseguire pienamente tale risultato, occorre disporre delle cosiddette *smart grid* che, come evidenziato nel paragrafo 4, sono attualmente oggetto di promozione tramite l'utilizzo di strumenti tariffari.

Pertanto, l'Autorità sta procedendo contemporaneamente su due fronti:

- da un lato è necessario promuovere la diffusione delle *smart grid*, a partire dai progetti pilota. Ciò rende necessario installare apparecchiature innovative in cabina primaria e presso gli utenti attivi, che consentano agli utenti stessi di comunicare con le imprese distributrici e di rispondere in tempo reale ai segnali che queste inviano;
- dall'altro lato è necessario definire un nuovo quadro regolatorio che consenta la partecipazione attiva, da parte dei produttori, al mercato elettrico, anche abilitando le unità di GD alla fornitura di risorse per il dispacciamento che, ad oggi, solo i generatori di grande taglia, collegati alla rete di trasmissione nazionale, sono obbligati a fornire. Inoltre, è necessario modificare l'attuale quadro normativo e regolatorio anche al fine di implementare un meccanismo di gestione della GD da parte delle imprese distributrici simile a quello già utilizzato per i generatori di grande taglia collegati alla rete di trasmissione nazionale. Ciò presuppone anche un più stretto coordinamento tra imprese distributrici e Terna.

Nel frattempo, l'Autorità ha promosso uno studio, attualmente in corso presso il Politecnico di Milano, finalizzato a valutare il nuovo ruolo che potrebbe avere la GD in termini di prestazione dei servizi di rete e delle risorse per il dispacciamento, fino a delineare le prime ipotesi teoriche in merito all'erogazione del servizio di dispacciamento sulle reti di distribuzione.

Tale studio al momento è in corso: non sono ancora disponibili i risultati finali.

6. Conclusioni

Il monitoraggio periodico della diffusione della GD diventa sempre più importante, tenendo conto della sua rapida evoluzione che comporta l'evidente transizione in corso in termini di installazione degli impianti di produzione, da pochi impianti di più elevata taglia a una moltitudine di impianti di taglia ridotta; ciò comporta inevitabilmente l'esigenza di una modifica nella progettazione e nella gestione delle reti di distribuzione. L'obiettivo è fare in modo che tale diffusione sempre crescente sia compatibile con la struttura del sistema elettrico, perseguendo la massima efficienza sia dal punto di vista della produzione di energia elettrica e termica sia dal punto di vista dell'integrazione degli impianti di GD e PG con la rete elettrica e prestando particolare attenzione agli impianti alimentati da fonti rinnovabili e agli impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

In tal senso l'Autorità continuerà l'attività già avviata da alcuni anni, non solo dal punto di vista strettamente regolatorio ma anche proseguendo le analisi che possano evidenziare aspetti d'interesse ai fini dei futuri sviluppi regolatori.