

**MONITORAGGIO DELLO SVILUPPO DEGLI IMPIANTI DI GENERAZIONE DISTRIBUITA
PER L'ANNO 2011**

Premessa

Ai sensi dell'articolo 1, comma 89, della legge 23 agosto 2004, n. 239/04, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) è tenuta ad effettuare annualmente il monitoraggio dello sviluppo degli impianti di piccola generazione e di microgenerazione e invia una relazione sugli effetti della generazione distribuita (che ricomprende la piccola e la microgenerazione) sul sistema elettrico al Ministro delle Attività Produttive (ora Ministro dello Sviluppo Economico), al Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, al Ministro dell'Interno, alla Conferenza unificata e al Parlamento.

Con la presente relazione, l'Autorità attua la predetta disposizione evidenziando:

- a) lo stato di diffusione della generazione distribuita e della piccola generazione in Italia relativamente all'anno 2011;*
- b) il quadro regolatorio di interesse per la generazione distribuita, con riferimento alla regolazione vigente e alle innovazioni attese.*

La presente relazione è stata predisposta dalla Direzione Mercati; i dati utilizzati per analizzare la diffusione e la penetrazione della generazione distribuita e della piccola generazione nel territorio italiano sono stati forniti e in parte elaborati da Terna S.p.A. (di seguito: Terna) il cui Ufficio Statistiche, inserito nel Sistema Statistico Nazionale (Sistan), cura la raccolta dei dati statistici del settore elettrico nazionale sulla base della normativa vigente. A tal fine Terna, in forza della deliberazione n. 160/06, ha avviato l'integrazione dei propri archivi con i database del Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. – GSE (di seguito: GSE) al fine di rendere disponibili i dati relativi agli impianti che accedono ai regimi incentivanti.

Indice

Capitolo 1..... Pag. 4
Introduzione

Capitolo 2..... Pag. 12
Analisi dei dati relativi alla generazione distribuita nell'anno 2011 in Italia

Capitolo 3..... Pag. 44
Analisi dei dati relativi alla piccola generazione nell'anno 2011 in Italia

Capitolo 4..... Pag. 62
Confronto dell'anno 2011 con gli anni precedenti

Appendice

Dati relativi alla generazione distribuita (GD) e alla piccola generazione (PG) nell'anno 2011 in Italia

CAPITOLO 1

INTRODUZIONE

1.1 L'attività di monitoraggio dell'Autorità

Ai sensi dell'articolo 1, comma 89, della legge 23 agosto 2004, n. 239/04, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) è tenuta ad effettuare annualmente il monitoraggio dello sviluppo degli impianti di piccola generazione (di seguito: PG) e di microgenerazione e invia una relazione sugli effetti della generazione distribuita (di seguito: GD) sul sistema elettrico al Ministro dello Sviluppo Economico, al Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, al Ministro dell'Interno, alla Conferenza unificata e al Parlamento.

L'Autorità ha già pubblicato una serie di monitoraggi, contenenti i dati a partire dal 2004. In particolare, l'Autorità:

- con la deliberazione n. 160/06 ha pubblicato il primo monitoraggio dello sviluppo della GD relativo ai dati dell'anno 2004;
- con la deliberazione n. 328/07 ha pubblicato il secondo monitoraggio dello sviluppo della GD relativo ai dati dell'anno 2005;
- con la deliberazione ARG/elt 25/09 ha pubblicato il terzo monitoraggio dello sviluppo della GD relativo ai dati dell'anno 2006, allegando altresì due studi: il primo recante "Analisi tecnico-economica delle modalità di gestione dell'energia nei contesti urbani ed industriali" e il secondo recante "Impatto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione di media tensione";
- con la deliberazione ARG/elt 81/10 ha pubblicato il quarto monitoraggio dello sviluppo della GD relativo agli anni 2007 e 2008;
- con la deliberazione ARG/elt 223/10 ha pubblicato il quinto monitoraggio dello sviluppo della GD relativo all'anno 2009, allegando altresì uno studio recante "Impatto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione di bassa tensione";
- con la deliberazione 98/2012/I/eel ha pubblicato il sesto monitoraggio dello sviluppo della GD relativo all'anno 2010.

Con la presente relazione, l'Autorità dà seguito alle precedenti deliberazioni n. 160/06, n. 328/07, ARG/elt 25/09, ARG/elt 81/10, ARG/elt 223/10 e 98/2012/I/eel evidenziando:

- a) l'evoluzione della diffusione della GD e della PG in Italia relativamente all'anno 2011;
- b) il quadro regolatorio di interesse per la generazione distribuita, con riferimento alla regolazione vigente e alle innovazioni attese.

Il rapporto è completato da un *Executive summary* e da un'Appendice che riporta puntualmente i dati del monitoraggio.

1.2 Definizioni

Nell'Allegato A alla deliberazione n. 160/06 erano state date le definizioni di generazione distribuita e di microgenerazione:

- **Generazione distribuita (GD):** l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA.
- **Microgenerazione (MG):** l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW (è quindi un sottoinsieme della GD).

Con il decreto legislativo n. 20/07 sono state apportate modificazioni alla legge n. 239/04 tali per cui risulta che:

- è definito come impianto di piccola generazione un impianto per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW;
- è definito come impianto di microgenerazione un impianto per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità massima inferiore a 50 kWe.

Lo stesso decreto legislativo n. 20/07, all'articolo 2, comma 1, stabilisce che:

- unità di piccola cogenerazione è un'unità di cogenerazione con una capacità di generazione installata inferiore a 1 MWe;
- unità di microcogenerazione è un'unità di cogenerazione con una capacità di generazione massima inferiore a 50 kWe.

Le suddette definizioni presentano un profilo di incoerenza per quanto concerne la piccola generazione e, in particolare, riguardo alla ricomprensione o meno nella definizione di piccola generazione degli impianti cogenerativi con potenza nominale pari a 1 MW.

Alla luce di quanto predetto, nell'ambito del monitoraggio allegato alla deliberazione n. 328/07, dei monitoraggi allegati alle deliberazioni successive e del presente monitoraggio sono state adottate le seguenti definizioni:

- **Generazione distribuita (GD):** l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA.
- **Piccola generazione (PG):** l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW (è un sottoinsieme della GD);
- **Microgenerazione (MG):** l'insieme degli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione inferiore a 50 kWe (è un sottoinsieme della GD e della PG).

Sulla base di queste definizioni, nel capitolo 2 viene effettuata l'analisi della GD in Italia a partire dai dati relativi all'anno 2011, ponendo in evidenza l'utilizzo delle diverse fonti primarie e la diffusione delle diverse tipologie impiantistiche installate; analogamente a quanto sopra descritto, nel capitolo 3 viene effettuata l'analisi della PG in Italia sulla base dei dati relativi all'anno 2011; nel capitolo 4 viene presentato un confronto tra la situazione rilevata nell'anno 2011 e quella rilevata negli anni precedenti (vds. deliberazioni n. 160/06, n. 328/07, ARG/elt 25/09, ARG/elt 81/10, ARG/elt 223/10 e 98/2012/I/eel).

1.3 Introduzione generale ai fini dell'analisi dei dati della generazione distribuita e della piccola generazione

I dati utilizzati per analizzare la diffusione e la penetrazione della GD e della PG nel territorio italiano sono stati forniti e in parte elaborati da Terna il cui Ufficio Statistiche¹, inserito nel Sistema Statistico Nazionale (Sistan), cura la raccolta dei dati statistici del settore elettrico nazionale sulla base della normativa vigente.

A tal fine Terna, in forza della deliberazione n. 160/06, ha avviato l'integrazione dei propri archivi con i *database* del GSE al fine di rendere disponibili i dati relativi agli impianti che accedono ai regimi incentivanti.

Non vi è però la certezza che i dati disponibili 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

¹ L'Ufficio statistiche di Terna era già parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. ed è stato accorpato in Terna a seguito dell'entrata in vigore del DPCM 11 maggio 2004, recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione.

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)².

Per l'analisi sono state adottate le definizioni dell'Unione Internazionale dei Produttori e Distributori di Energia Elettrica (UNIPEDA), la cui ultima edizione risale al giugno 1999, nonché le definizioni di cui al decreto legislativo n. 387/03³. Nel presente monitoraggio l'analisi dei dati è stata fatta utilizzando una classificazione per fonti secondo quanto previsto dalla legislazione vigente dal 2007.

Gli **impianti idroelettrici** sono classificati, in base alla durata di invaso dei serbatoi, in tre categorie: a serbatoio, a bacino, ad acqua fluente. La durata di invaso di un serbatoio è il tempo necessario per fornire al serbatoio stesso un volume d'acqua pari alla sua capacità utile con la portata media annua del o dei corsi d'acqua che in esso si riversano, escludendo gli eventuali apporti da pompaggio. In base alle rispettive "durate di invaso" i serbatoi sono classificati in:

- a) "serbatoi di regolazione stagionale", con durata di invaso maggiore o uguale a 400 ore;
- b) "bacini di modulazione settimanale o giornaliera", con durata di invaso maggiore di 2 ore e minore di 400 ore.

Le tre predette categorie di impianti sono pertanto così definite:

1. impianti a **serbatoio**: quelli che hanno un serbatoio classificato come "serbatoio di regolazione stagionale";
2. impianti a **bacino**: quelli che hanno un serbatoio classificato come "bacino di modulazione settimanale o giornaliera";
3. impianti ad **acqua fluente**: quelli che non hanno serbatoio o hanno un serbatoio con durata di invaso minore o uguale a 2 ore.

L'unico impianto idroelettrico di pompaggio di gronda presente nella GD è stato comunque incluso tra gli impianti alimentati da fonti rinnovabili in quanto la sua produzione da apporti da pompaggio, ai fini della presente relazione, è trascurabile sul totale.

Gli **impianti termoelettrici** sono analizzati oltre che considerando l'impianto nella sua totalità, anche (nel caso dell'analisi relativa al solo termoelettrico, cioè i paragrafi 2.5 e 3.5) considerando le

² 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.

³ Il decreto legislativo n. 387/03, che recepisce la direttiva 2001/77/CE, definisce le fonti energetiche rinnovabili come "le fonti energetiche rinnovabili non fossili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas). In particolare, per biomasse si intende: la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani." L'articolo 17 del medesimo decreto legislativo include i rifiuti tra le fonti energetiche ammesse a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili. L'articolo 1120, lettera a) della legge n. 296/06 ha abrogato i commi 1, 3 e 4 dell'art. 17, del decreto legislativo n. 387/03. Pertanto, a partire dal 1 gennaio 2007 i rifiuti non biodegradabili non sono più equiparati alle fonti rinnovabili. La quota di energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati da rifiuti solidi urbani imputabile a fonti rinnovabili è convenzionalmente assunta pari al 50% della produzione complessiva dei medesimi impianti.

Il successivo decreto legislativo n. 28/11, che recepisce la direttiva 2009/28/CE, definisce l'energia da fonti rinnovabili come l'energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas; più in dettaglio, l'energia aerotermica è l'energia accumulata nell'aria ambiente sotto forma di calore; l'energia geotermica è l'energia immagazzinata sotto forma di calore nella crosta terrestre; l'energia idrotermica è l'energia immagazzinata nelle acque superficiali sotto forma di calore; la biomassa è la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani.

singole sezioni⁴ che costituiscono l'impianto medesimo. Naturalmente il limite di 10 MVA utilizzato per definire la GD è riferito alla potenza apparente dell'intero impianto, così come il limite di 1 MW per la PG è riferito alla potenza elettrica dell'intero impianto.

Laddove non specificato, per “potenza” e per “potenza installata” si intende la **potenza efficiente** lorda dell'impianto o della sezione di generazione. Per potenza efficiente di un impianto di generazione si intende la massima potenza elettrica ottenibile per una durata di funzionamento sufficientemente lunga, supponendo tutte le parti dell'impianto interamente in efficienza e nelle condizioni ottimali (di portata e di salto nel caso degli impianti idroelettrici e di disponibilità di combustibile e di acqua di raffreddamento nel caso degli impianti termoelettrici). La potenza efficiente è **lorda** se riferita ai morsetti dei generatori elettrici dell'impianto o **netta** se riferita all'uscita dello stesso, dedotta cioè della potenza dei servizi ausiliari dell'impianto e delle perdite nei trasformatori di centrale.

Laddove non specificato, per “produzione” si intende la **produzione lorda dell'impianto** o della sezione. Essa è la quantità di energia elettrica prodotta e misurata ai morsetti dei generatori elettrici. Nel caso in cui la misura dell'energia elettrica prodotta sia effettuata in uscita dall'impianto, deducendo cioè la quantità di energia elettrica destinata ai servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale), si parla di **produzione netta**. La produzione netta è suddivisa tra produzione consumata in loco e produzione immessa in rete.

Nelle tabelle relative agli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore si sono riportati anche i quantitativi di calore utile prodotto. Tali quantità sono ricavate tramite l'utilizzo di parametri di riferimento teorici di ciascuna sezione (potere calorifico inferiore del combustibile in kcal/kg o kcal/m³, consumo specifico elettrico in kcal/kWh, rendimento di caldaia per la produzione di vapore pari al 90%): ai fini della presente analisi non sono quindi valori misurati, bensì stimati.

Nel presente testo vengono espresse alcune considerazioni relative all'attuale diffusione della GD e della PG, le più significative delle quali sono anche evidenziate per mezzo di grafici. Tutti i dati puntuali, a livello regionale e nazionale, sono riportati nell'Appendice, a cui si rimanda.

Infine si rammenta che nel riportare i dati contenuti nel presente capitolo, nonché nelle tabelle presentate in Appendice, si è adottato il criterio di arrotondamento commerciale dei dati elementari da kW(h) a MW(h) o a GW(h) e TW(h). Ciò può determinare alcune lievi differenze sull'ultima cifra significativa sia tra una tabella ed un'altra per le stesse voci elettriche che nei totali di tabella.

Si noti anche che i dati relativi all'energia termica utile, ove presente, potrebbero presentare delle difformità rispetto alla situazione reale. Tali dati, su cui in generale non gravano obblighi fiscali, spesso vengono stimati da Terna. Queste ultime considerazioni sono valide soprattutto nel caso di impianti di PG e MG.

1.4 Sviluppi regolatori di interesse per la generazione distribuita

L'Autorità ha adottato numerosi provvedimenti finalizzati ad integrare nel mercato la produzione di energia elettrica da impianti di GD, tenendo conto delle peculiarità delle fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alto rendimento. Tra i principali si ricorda:

- la definizione delle condizioni procedurali ed economiche per le connessioni (tra il 2005 e il 2007, con le deliberazioni n. 281/05 e n. 89/07) e la successiva revisione (nel 2008, con la

⁴ La sezione di un impianto termoelettrico è costituita dal gruppo (o dai gruppi) di generazione che possono generare energia elettrica in modo indipendente dalle altre parti dell'impianto. In pratica, la singola sezione coincide con il singolo gruppo di generazione per tutte le tipologie di sezione tranne per i cicli combinati, per i quali ciascuna sezione è composta da due o più gruppi tra loro interdipendenti.

deliberazione ARG/elt 99/08). 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, a fine 2011 e a metà 2012 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, con la deliberazione n. 34/05) e la revisione (nel 2007, con la deliberazione n. 280/07) 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, con la deliberazione n. 28/06) e la revisione (nel 2008, con la deliberazione ARG/elt 74/08) 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. Nel 2012 (con la deliberazione 570/2012/R/efr), a valere dal congruo relativo all'anno 2013, l'Autorità ha standardizzato le modalità di calcolo del contributo in conto scambio da riconoscere all'utente dello scambio in attuazione di quanto disposto dall'articolo 23 del decreto interministeriale 6 luglio 2012 e tenendo conto delle criticità riscontrate nei primi anni di applicazione della deliberazione ARG/elt 74/08 (per ulteriori approfondimenti si rimanda alla relazione tecnica allegata alla deliberazione 570/2012/R/efr);
- la definizione di interventi finalizzati a consentire l'*affidamento a terzi dei servizi energetici* in sito da parte di un cliente finale libero (2007, con l'atto n. 54/07). 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, con la deliberazione n. 188/05, nel 2007, con la deliberazione n. 90/07, nel 2009, con la deliberazione ARG/elt 1/09, nel 2010, con la deliberazione ARG/elt 181/10, nel 2011, con la deliberazione ARG/elt 149/11, e nel 2012, con la deliberazione 343/2012/R/efr)

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.

Numerosi altri interventi sono in corso al fine di promuovere l'integrazione degli impianti di GD nel sistema elettrico affinché possano avere una penetrazione crescente e sostenibile nel tempo, garantendo la sicurezza del sistema elettrico medesimo. Tale obiettivo può essere raggiunto operando su due fronti: da un lato vi è l'esigenza di innovare le modalità di gestione delle reti e degli impianti (ovvero il dispacciamento), dall'altro vi è anche quella di promuovere lo sviluppo delle infrastrutture di rete.

Per quanto riguarda la promozione dello sviluppo delle infrastrutture di rete, 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).

Per quanto riguarda l'ottimizzazione del dispacciamento, con la deliberazione ARG/elt 160/11, è stato avviato un procedimento derivante dall'esigenza di:

- 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.

Per quanto riguarda le esigenze di cui alla lettera a), l'Autorità è intervenuta con proprio provvedimento urgente (deliberazione 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". In particolare, con la deliberazione 84/2012/R/eel sono state definite le caratteristiche che i nuovi inverter, ovvero 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 in bassa e media tensione, nonché sono stati definiti gli interventi di *retrofit* sugli impianti esistenti di potenza superiore a 50 kW connessi in media tensione per l'adeguamento, ad alcune delle predette caratteristiche, anche per gli inverter, ovvero le macchine rotanti, e i sistemi di protezione d'interfaccia già installati. Inoltre, con la deliberazione 562/2012/R/eel, l'Autorità ha modificato la deliberazione 84/2012/R/eel nelle parti relative all'applicazione della Norma CEI 0-16 – Edizione III, pubblicata dal CEI alla fine del 2012, definendo, tra l'altro, le tempistiche per l'applicazione delle parti della Norma CEI 0-16 – Edizione III innovative e non già rese obbligatorie dalla deliberazione 84/2012/R/eel.

Per quanto riguarda le esigenze di cui alla lettera b), l’Autorità, con la deliberazione 344/2012/R/eel, ha approvato l’Allegato A72 al Codice di rete di Terna, recante la “Procedura per la Riduzione della Generazione Distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale (RIGEDI)”, con il quale, al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, si prevede che, qualora non siano possibili diverse azioni:

- vengano disconnessi 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, che immettono in rete tutta la produzione (al netto dei servizi ausiliari);
- la predetta disconnessione, nel caso di impianti connessi in media tensione su linee dedicate, sia effettuata direttamente dalle imprese distributrici con preavviso di 60 minuti;
- le eventuali disconnessioni degli altri impianti eolici o fotovoltaici connessi in media tensione siano effettuate dai produttori, con preavviso di sette giorni e salvo revoca il secondo giorno prima della disconnessione, in attesa dell’implementazione dei dispositivi necessari per il teledistacco.

Per quanto riguarda invece le esigenze di cui alla lettera c), l’Autorità, con la deliberazione 281/2012/R/efr ha definito una prima regolazione del servizio di dispacciamento anche nel caso di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili che costituisce un primo passo dell’applicazione del principio di corretta attribuzione dei costi ai soggetti che contribuiscono a generarli. In particolare, è stato definito un transitorio iniziale (entrato in vigore dall’1 gennaio 2013), durante il quale viene applicata una franchigia entro la quale gli sbilanciamenti continuano ad essere valorizzati al prezzo zonale orario (allocando quindi i relativi oneri alla collettività), al fine di garantire la necessaria gradualità nella gestione degli impianti di produzione, ferma restando l’esigenza di pervenire rapidamente ad una situazione a regime che sia il più possibile *cost reflective*. Tale franchigia non è differenziata per fonte ed è posta pari al 20% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento per il primo semestre del 2013, mentre è pari al 10% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento per il secondo semestre del 2013.

Gli interventi necessari per soddisfare le esigenze di cui alla lettera d) sono attualmente in corso di implementazione. Per quanto riguarda la gestione delle reti di distribuzione, occorre individuare, tra i diversi possibili modelli di dispacciamento locale, quello che più si addice alle caratteristiche delle reti e del sistema elettrico italiano per poi procedere con l’implementazione della regolazione del dispacciamento, oggi assente. Solo in questo modo si potranno sfruttare appieno (e non solo tramite una serie di automatismi) le potenzialità dei dispositivi che già dal 2012 devono essere obbligatoriamente installati sugli impianti di produzione per effetto dell’applicazione delle nuove Norme CEI 0-16 e CEI 0-21. Ciò consentirebbe 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, possono e/o devono fornire. Peraltro, in futuro, l’implementazione della regolazione del dispacciamento sulle reti di distribuzione potrebbe consentire una partecipazione più attiva anche da parte dei clienti finali ai mercati elettrici, promuovendo soluzioni di *demand side management*.

Gli altri interventi derivanti dal repentino e consistente sviluppo negli ultimi anni degli impianti di GD connessi alle reti di media e bassa tensione sono:

- la deliberazione ARG/elt 199/11, con cui l’Autorità ha previsto che, a decorrere dal 2012, la componente CTR (corrispettivo a copertura dei costi di trasmissione) non sia più 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;

- la deliberazione 175/2012/R/eel, con cui l’Autorità ha rivisto i fattori percentuali convenzionali di perdita di energia elettrica da applicarsi all’energia elettrica immessa nelle reti di bassa e media tensione dagli impianti di 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, con la deliberazione 175/2012/R/eel, ha ritenuto 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. In particolare, tali fattori, per il periodo 1 luglio 2012 – 31 dicembre 2013, risultano pari a 2,4%, nel caso di energia elettrica immessa in media tensione e pari a 5,1%, nel caso di energia elettrica immessa in bassa tensione. L’Autorità, con la deliberazione 175/2012/R/eel, ha inoltre previsto che i fattori percentuali convenzionali di perdita previsti per il periodo 1 luglio 2012 – 31 dicembre 2013 siano aggiornati, entro il 30 settembre 2013 e con effetti a decorrere dal 1 gennaio 2014, qualora si registri un incremento rilevante del fenomeno delle inversioni di flusso.

Un altro tema rilevante è quello correlato ai flussi informativi e alla gestione dei *database*. La deliberazione ARG/elt 205/08 ha previsto una razionalizzazione dei flussi informativi, attraverso la costituzione, presso Terna, 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.

Tale razionalizzazione consente anche 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 la creazione di un sistema di gestione dell’anagrafica unica degli impianti di produzione e delle relative unità di produzione (GAUDÌ). Il GAUDÌ è sostanzialmente una piattaforma unica a cui fanno riferimento i produttori, Terna, i gestori di rete e il GSE. Ciò consente di inserire e aggiornare i dati relativi agli impianti di produzione una sola volta e non più volte in sistemi gestiti da diversi operatori, evitando disallineamenti tra i dati medesimi e semplificando le fasi procedurali che conducono all’entrata in esercizio commerciale di un impianto.

In più, il GAUDÌ dispone 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 5⁵; 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.

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

⁵ 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.

CAPITOLO 2

ANALISI DEI DATI RELATIVI ALLA GENERAZIONE DISTRIBUITA NELL'ANNO 2011 IN ITALIA

2.1 Quadro generale

La produzione lorda di energia elettrica da impianti di GD nel 2011, in Italia, è stata pari a 29,2 TWh (circa il 9,7% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica), con un notevole incremento, rispetto al 2010, di 9,4 TWh, dipendente soprattutto dalla produzione fotovoltaica; come si può notare, la produzione di energia elettrica da impianti di GD è aumentata negli ultimi anni ed è aumentata anche l'incidenza di tale produzione sul totale della produzione lorda nazionale di energia elettrica. A tale produzione di energia elettrica corrispondono 335.318 impianti di GD per una potenza efficiente lorda pari a 17.911 MW (circa il 14,6% della potenza efficiente lorda del parco di generazione nazionale), mentre nel 2010 gli impianti installati erano 159.876 con una potenza efficiente lorda corrispondente pari a 8.225 MW (circa il 7,5% della potenza efficiente lorda del parco di generazione nazionale); l'evidente aumento del numero di impianti installati dal 2010 al 2011 è da imputare principalmente agli impianti alimentati da fonte solare che sono aumentati da 155.977 a 330.168, mentre gli impianti idroelettrici sono aumentati da 2.385 a 2.549, gli impianti termoelettrici da 1.224 a 2.014 e gli impianti eolici da 290 a 587.

Nel 2011 risultavano installati 2.448 MW da impianti idroelettrici che hanno prodotto 8,6 TWh (29,3% della produzione da GD), 2.669 MW da impianti termoelettrici che hanno prodotto 9,5 TWh (32,5% della produzione da GD), 539 MW da impianti eolici che hanno prodotto 0,8 TWh (2,8% della produzione da GD) e 12.255 MW da impianti fotovoltaici che hanno prodotto 10,4 TWh (35,4% della produzione da GD).

Nella tabella 2.A vengono riportati, per ogni tipologia di impianto (nel caso degli impianti termoelettrici vengono suddivisi in base alla tipologia di combustibile utilizzato: biomasse, biogas e bioliquidi, rifiuti solidi urbani, fonti non rinnovabili e impianti ibridi), il numero di impianti, la potenza efficiente lorda installata, la produzione lorda di energia elettrica e la produzione netta di energia elettrica, distinta tra la quota consumata in loco e la quota immessa in rete.

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Immessa in rete
Idroelettrici	2.549	2.448	8.553.823	399.540	8.011.020
<i>Biomasse, biogas e bioliquidi</i>	1.088	1.005	3.788.948	316.225	3.243.570
<i>Rifiuti solidi urbani</i>	37	120	441.331	85.630	299.612
<i>Fonti non rinnovabili</i>	872	1.499	5.208.036	3.440.387	1.600.522
<i>Ibridi</i>	17	45	93.365	36.879	48.711
Totale termoelettrici	2.014	2.669	9.531.680	3.879.122	5.192.415
Geotermoelettrici	0	0	0	0	0
Eolici	587	539	805.841	89	796.637
Fotovoltaici	330.168	12.255	10.346.240	2.438.216	7.789.309
TOTALE	335.318	17.911	29.237.583	6.716.967	21.789.381

Tabella 2.A: Impianti di GD

I dati riportati nella tabella 2.A hanno subito notevoli variazioni, in aumento, nell'anno 2011 essenzialmente per effetto del forte sviluppo degli impianti fotovoltaici (ulteriori informazioni sono riportate nel paragrafo 2.4).

In relazione alla fonte di energia utilizzata si nota che l'81,4% dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di GD è di origine rinnovabile⁶ (figura 2.1) e tra le fonti rinnovabili la principale, a differenza degli anni precedenti, è la fonte solare per una produzione pari al 35,4% dell'intera produzione da GD.

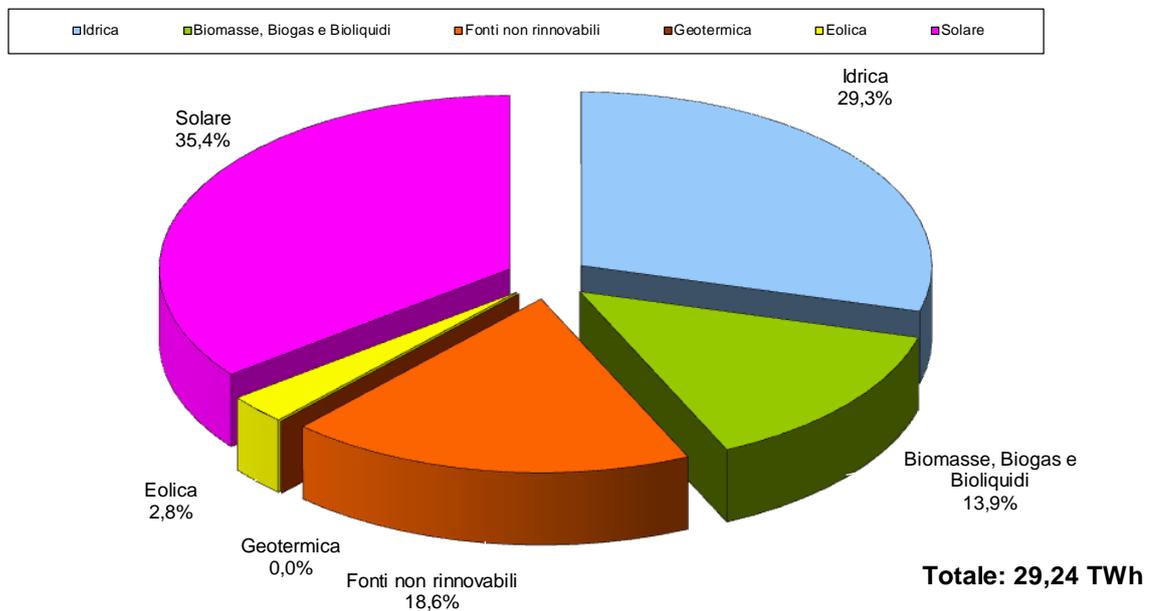


Figura 2.1: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD

⁶ 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.

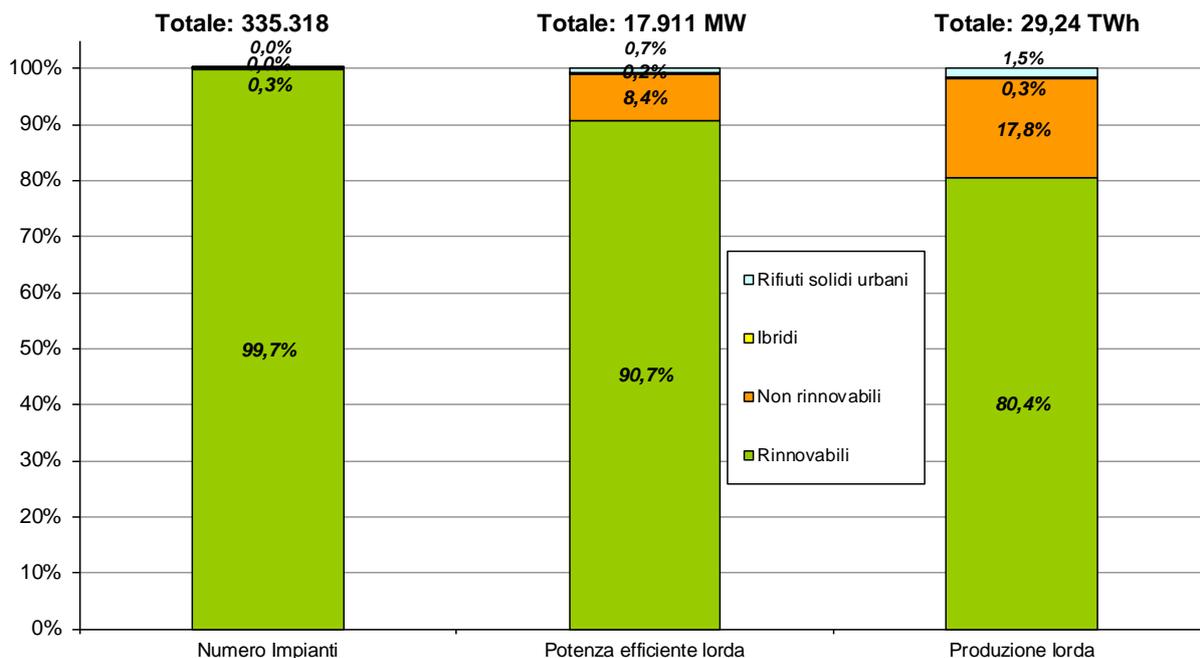


Figura 2.2: Impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e impianti ibridi nella GD

Differenziando per tipologia di impianti in funzione delle fonti utilizzate, si nota (figura 2.2) che l'80,4% dell'energia elettrica è stata prodotta da impianti alimentati esclusivamente da fonti rinnovabili, ne consegue che l'1% della produzione totale (differenza tra il valore derivante dalla figura 2.1 e quello della figura 2.2) è la quota imputabile alle fonti rinnovabili degli impianti ibridi.

Considerando la produzione totale di energia elettrica in Italia (figura 2.3) si nota una situazione molto differente rispetto alla produzione da impianti di GD; infatti, il 72,5% della produzione (inclusa la produzione degli impianti idroelettrici da apporti da pompaggio) proviene da fonti non rinnovabili e, tra le fonti rinnovabili, la fonte più utilizzata è quella idrica⁷ con incidenza pari al 15,2% (al netto degli apporti da pompaggio). Rispetto al 2010 la produzione totale è aumentata di soli 0,5 TWh mentre, in termini percentuali, l'apporto da fonti non rinnovabili è diminuito dal 74,6% al 72,5% con conseguente incremento della produzione da fonti rinnovabili, soprattutto le fonti che si stanno sviluppando maggiormente negli ultimi anni (la fonte solare è aumentata dallo 0,6% al 3,6%, la fonte eolica è aumentata dal 3% al 3,3%, mentre la produzione da fonte idrica è diminuita dal 18% nel 2010 al 15,8% nel 2011).

⁷ Nella figura 2.3 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.

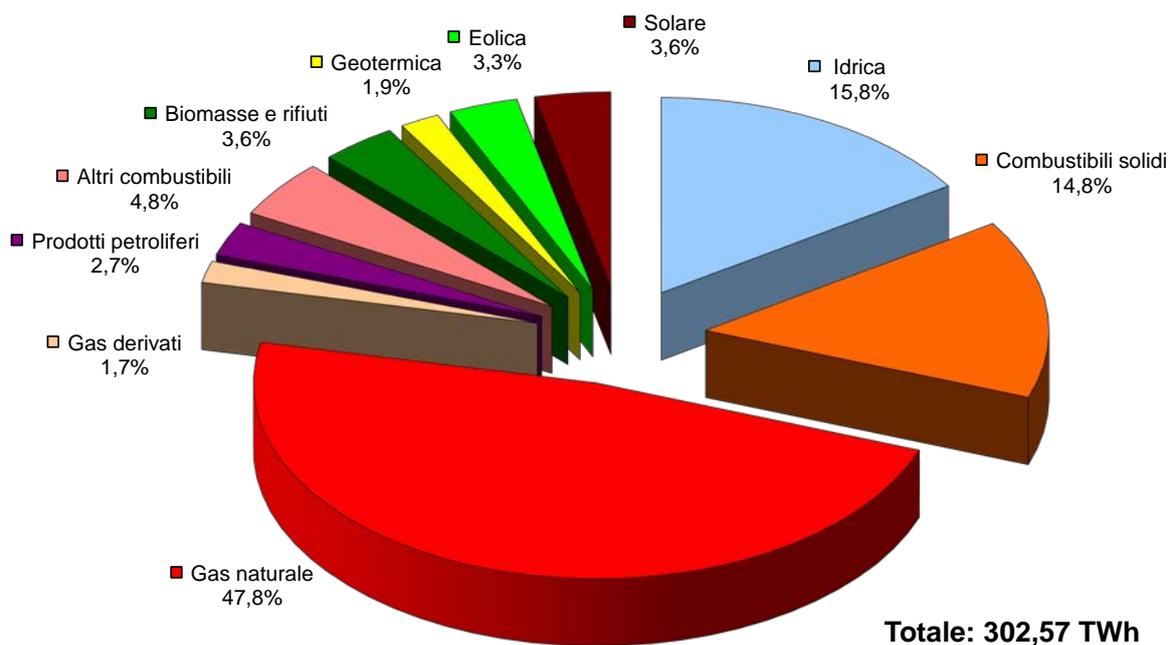


Figura 2.3: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della generazione nazionale totale

Considerando la localizzazione dei consumi rispetto alla localizzazione degli impianti di produzione, la quota di utilizzo per autoconsumo dell'energia elettrica prodotta da impianti di GD è pari al 23% della produzione lorda di energia elettrica, il 74,5% di energia prodotta è stato immesso in rete e il restante 2,5% è stato utilizzato per l'alimentazione dei servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale). Si nota che nel 2011 si è verificato un aumento, rispetto al 2010, della percentuale di energia elettrica immessa in rete pari a circa 0,8 punti percentuali (nel 2010, il 73,7% dell'energia elettrica prodotta è stata immessa in rete), probabilmente imputabile all'installazione di nuovi impianti realizzati principalmente per produrre ed immettere energia elettrica nella rete, e una conseguente riduzione dell'energia elettrica consumata in loco pari anch'essa a circa 0,8 punti percentuali (nel 2010 il 23,8% dell'energia elettrica prodotta è stata consumata in loco), rimanendo pressoché invariati i consumi relativi ai servizi ausiliari di generazione (anche nel 2010 il 2,5% dell'energia elettrica prodotta è stato utilizzato per l'alimentazione dei servizi ausiliari della produzione).

In particolare, con riferimento alle singole tipologie impiantistiche utilizzate, si nota che la percentuale di energia prodotta e consumata in loco risulta essere prevalente nel caso di impianti termoelettrici, soprattutto alimentati da fonti non rinnovabili e ibridi, mentre nel caso di impianti alimentati con rifiuti solidi urbani la percentuale di autoconsumo è circa il 19,4% della produzione, a conferma del fatto che tali impianti nascono soprattutto per utilizzare i rifiuti come combustibile piuttosto che produrre energia elettrica per consumo in sito; tra gli impianti non termoelettrici la maggior parte dell'energia elettrica prodotta viene immessa in rete (pari a circa l'84,5%), a conferma del fatto che tali impianti nascono per sfruttare le fonti di tipo rinnovabile diffuse sul territorio, eccetto il caso degli impianti fotovoltaici per i quali circa il 23,6% viene consumata in loco (tabella 2.A e figura 2.4).

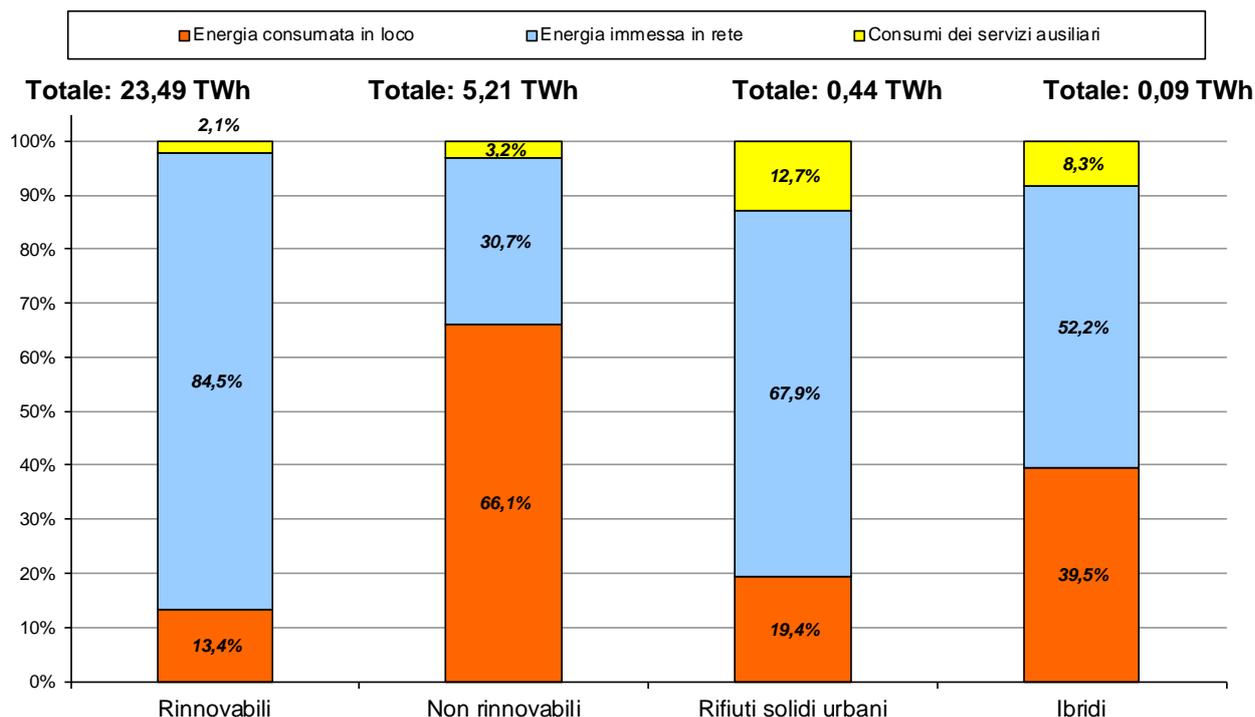


Figura 2.4: Ripartizione della produzione lorda da GD tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e per impianti ibridi)

Come già evidenziato nei rapporti degli scorsi anni, le considerazioni sopra esposte evidenziano in modo chiaro le motivazioni e i criteri con i quali si è sviluppata la GD in Italia. Da un lato gli impianti termoelettrici classici nascono per soddisfare richieste locali di energia elettrica e/o calore (circa il 69,4% della potenza efficiente lorda termoelettrica da GD è costituita da impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore – figura 2.5), dall’altro, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili nascono prevalentemente al fine di sfruttare le risorse energetiche diffuse sul territorio. 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 geografiche locali. Gli impianti fotovoltaici meritano un’osservazione diversa poiché sono spesso finalizzati sia allo sfruttamento delle risorse energetiche rinnovabili che all’autoconsumo: nel 2011 è stato notato che gli impianti di PG sono spesso realizzati sulle coperture di edifici o comunque in prossimità dei centri di consumo, mentre impianti fotovoltaici di potenza maggiore sono stati installati al fine di immettere in rete e vendere l’energia elettrica prodotta.

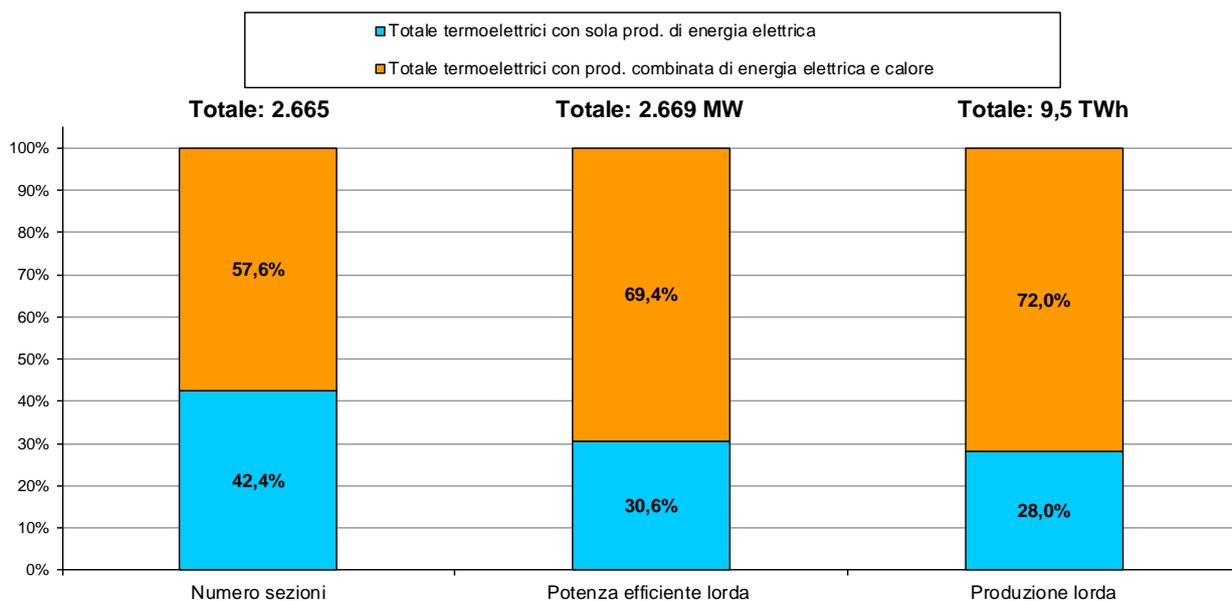


Figura 2.5: Impianti termoelettrici nell'ambito della GD

Con riferimento alla destinazione dell'energia elettrica prodotta (figura 2.6), si osserva che circa il 74,5% è stata immessa in rete; più in dettaglio, il 23,9% del totale dell'energia elettrica prodotta è stata ceduta direttamente sul mercato, l'1,4% è stata ritirata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 (confermando il *trend* di riduzione verificatosi negli ultimi anni 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), il 7,6% è stata ritirata dal GSE nell'ambito del regime incentivante in tariffa fissa onnicomprensiva previsto dalla legge n. 244/07 e dal decreto ministeriale 18 dicembre 2008 e il 41,6% è stata ritirata dal GSE ai sensi dei regimi amministrati previsti dalla deliberazione n. 280/07 (ritiro dedicato) e dalla deliberazione ARG/elt 74/08 (scambio sul posto).

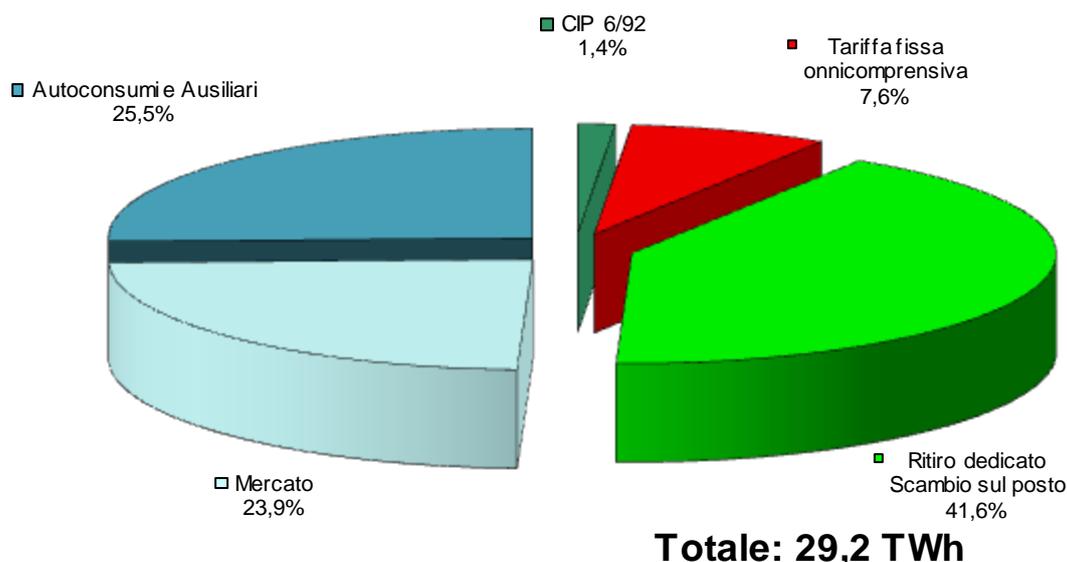


Figura 2.6: Ripartizione dell'energia elettrica lorda prodotta nell'ambito della GD fra mercato, autoconsumi e regimi di ritiro amministrato

Nelle figure seguenti ([figura 2.7](#), [figura 2.8](#) e [figura 2.9](#)) si riporta la ripartizione per fonte utilizzata per la produzione di energia elettrica nel caso di impianti che accedono al regime incentivante previsto dal provvedimento Cip n. 6/92, impianti che accedono al regime incentivante in tariffa fissa onnicomprensiva previsto dalla legge n. 244/07 e dal decreto ministeriale 18 dicembre 2008 e impianti che accedono ai regimi amministrati previsti dalla deliberazione n. 280/07 e dalla deliberazione ARG/elt 74/08.

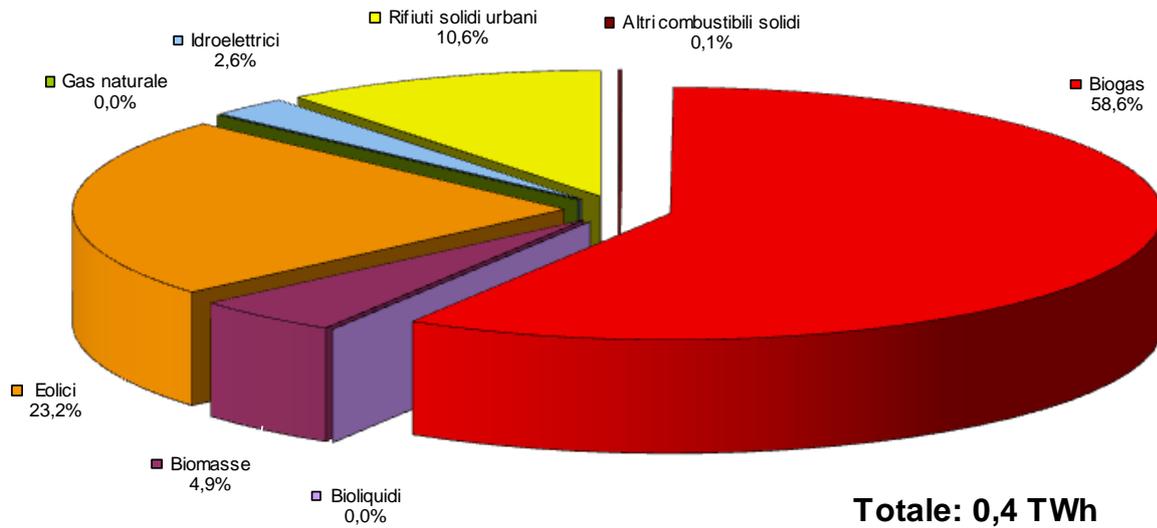


Figura 2.7: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica ritirata da impianti che accedono al regime incentivante previsto dal provvedimento Cip n. 6/92 rientranti nella GD

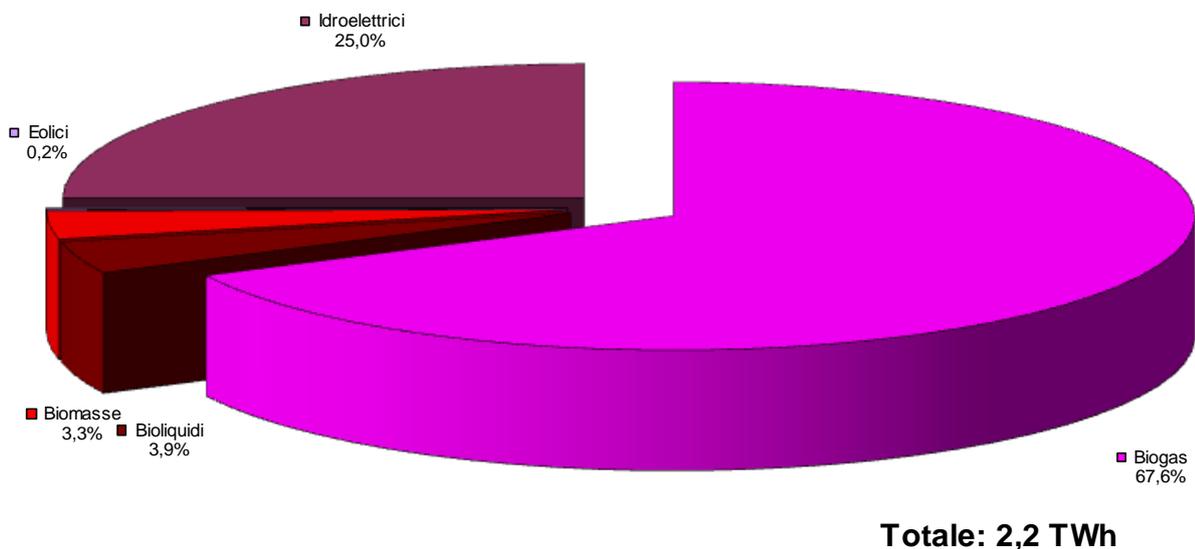


Figura 2.8: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica ritirata da impianti che accedono al regime incentivante in tariffa fissa onnicomprensiva previsto dalla legge n. 244/07 e dal decreto ministeriale 18 dicembre 2008 rientranti nella GD

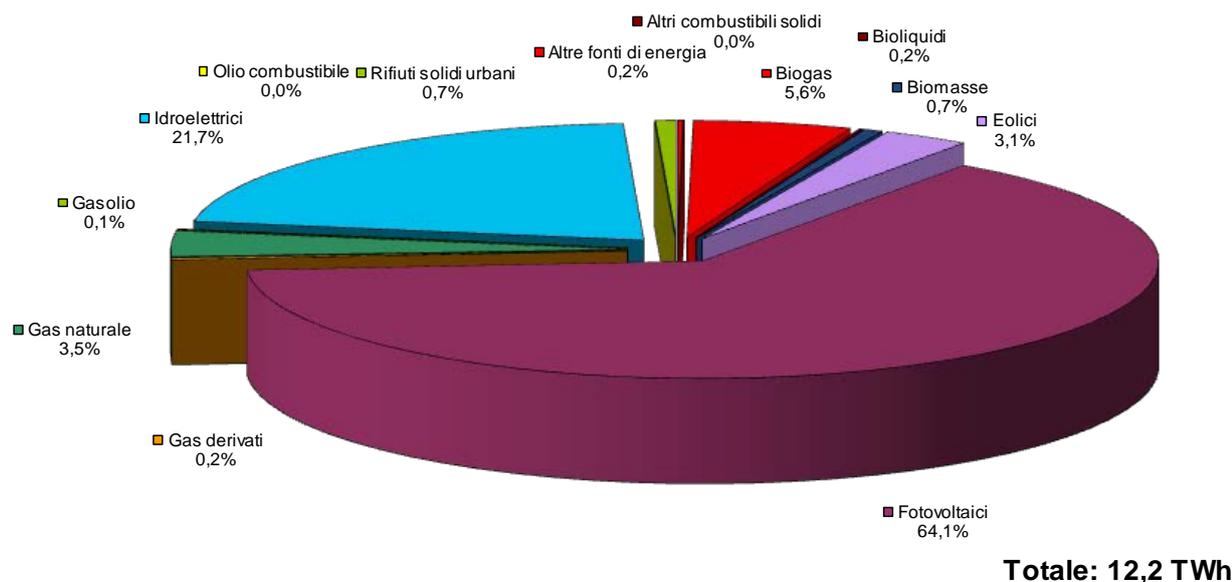


Figura 2.9: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica ritirata da impianti che accedono ai regimi amministrati previsti dalla deliberazione n. 280/07 e dalla deliberazione ARG/elt 74/08 rientranti nella GD

Nei grafici seguenti si fa riferimento al livello di tensione a cui sono connessi gli impianti di produzione in GD, distinguendo tra numero di sezioni⁸ (figura 2.10) e potenza connessa (figura 2.11), mentre nel grafico di figura 2.12 si riporta la quantità di energia elettrica immessa in funzione del livello di tensione a cui viene immessa.

Confrontando i dati relativi al numero di sezioni connesse per livello di tensione con i dati relativi alla potenza installata per livello di tensione e all'energia elettrica immessa ai medesimi livelli di tensione, si nota che il 94,1% degli impianti risultano connessi in bassa tensione e che la loro produzione incide solo per l'8,5% del totale. Ciò deriva dal fatto che gli impianti (spesso di taglia media molto ridotta) connessi in bassa tensione sono per lo più fotovoltaici, caratterizzati da un numero di ore equivalenti di produzione inferiore rispetto alle altre tipologie. Inoltre, confrontando tali dati con quelli resi disponibili nei precedenti rapporti, si nota che l'incidenza (soprattutto in termini di numero) degli impianti connessi in bassa tensione è in forte crescita, di nuovo per effetto del repentino sviluppo degli impianti fotovoltaici.

⁸ Solo in questa circostanza, con il termine sezione ci si riferisce alle singole sezioni degli impianti termoelettrici e agli impianti in tutti gli altri casi; tale convenzione è necessaria in quanto sono presenti impianti termoelettrici che presentano sezioni connesse a differenti livelli di tensione pur appartenendo allo stesso impianto.

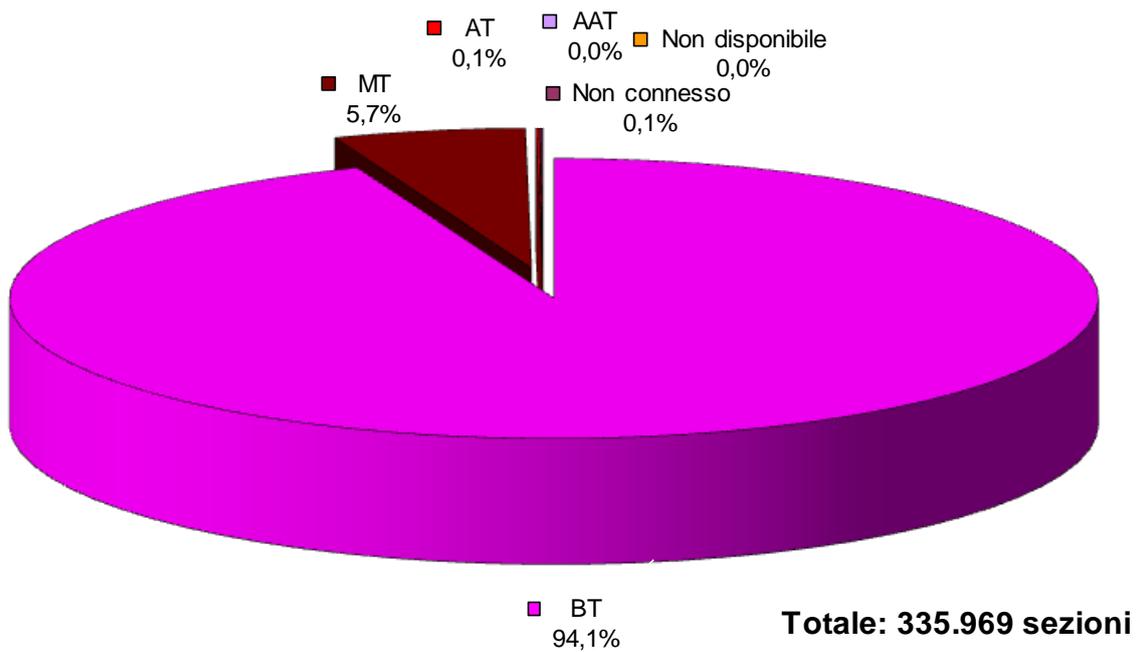


Figura 2.10: Ripartizione, per livello di tensione di connessione, del numero di sezioni di impianti di produzione in GD

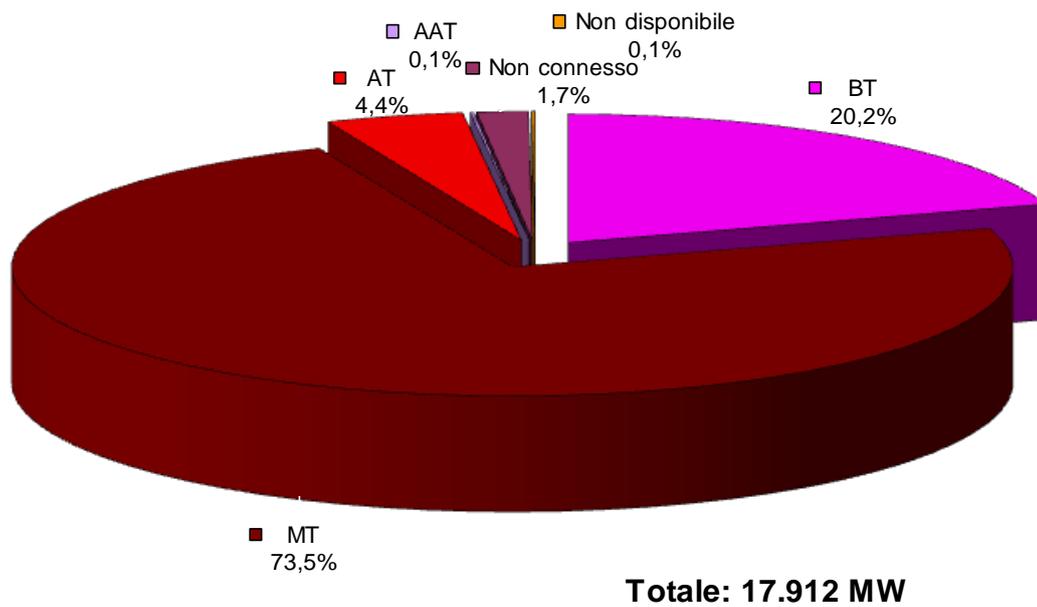


Figura 2.11: Ripartizione, per livello di tensione di connessione, della potenza degli impianti di produzione in GD

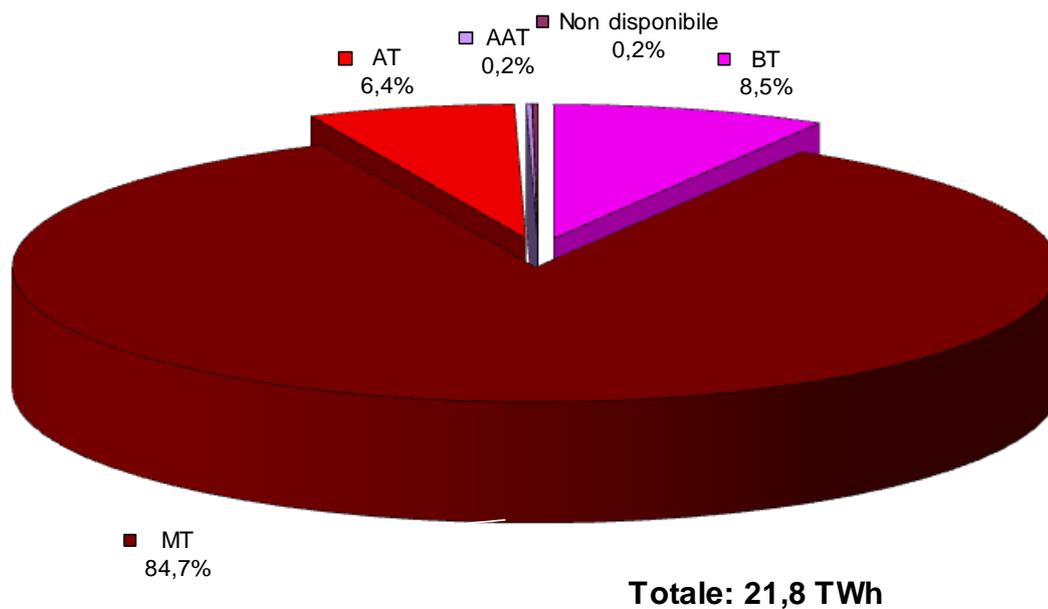


Figura 2.12: Ripartizione, per livello di tensione di connessione, dell'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione in GD

Dai seguenti grafici si osserva la distribuzione del totale degli impianti di GD in Italia in termini di potenza e di energia ([figura 2.13](#)) e degli impianti di GD alimentati da fonti rinnovabili in Italia in termini di potenza e di energia ([figura 2.14](#)).

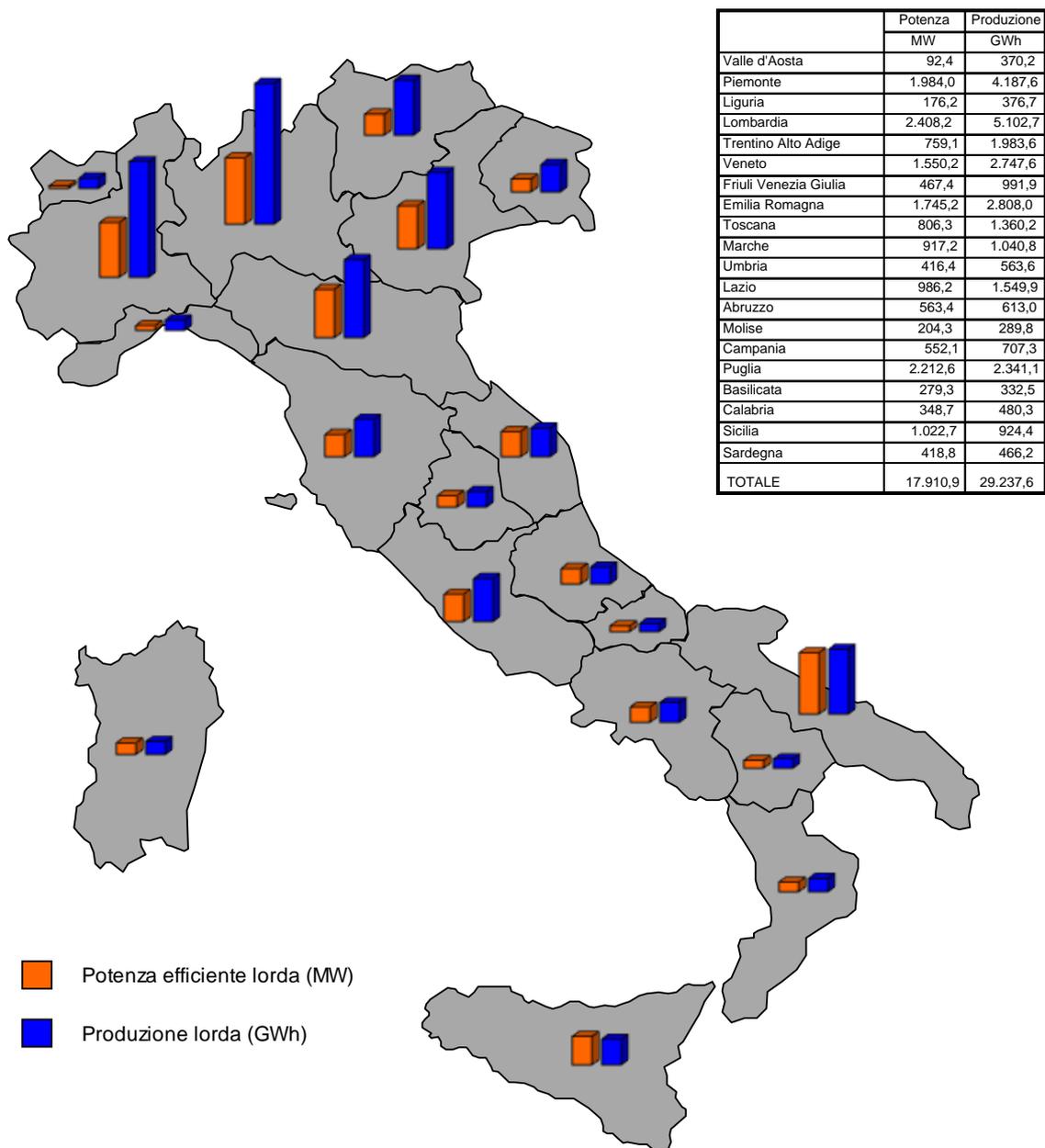


Figura 2.13: Dislocazione degli impianti di GD per regione (Potenza efficiente lorda totale: 17.911 MW; Produzione lorda totale: 29.238 GWh)

In particolare si nota un'elevata differenziazione, sia in termini di potenza efficiente lorda che in termini di produzione, fra le regioni del nord Italia e le regioni del centro-sud. Questa differenza, già evidenziata nei precedenti rapporti, sembra essere notevolmente correlata al differente livello di industrializzazione delle varie regioni, per lo più con riferimento allo sviluppo della generazione termoelettrica. Tale differenza risulta ormai meno marcata in Puglia, anche per effetto della diffusione degli impianti fotovoltaici, spesso realizzati a terra pur in assenza di carichi locali. Ciò appare ancora più rilevante dalla [figura 2.14](#) da cui si nota che la potenza e l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili è notevole, oltre che nelle regioni del nord e del centro Italia, in Puglia, proprio per effetto delle rilevanti installazioni di impianti fotovoltaici ed eolici.

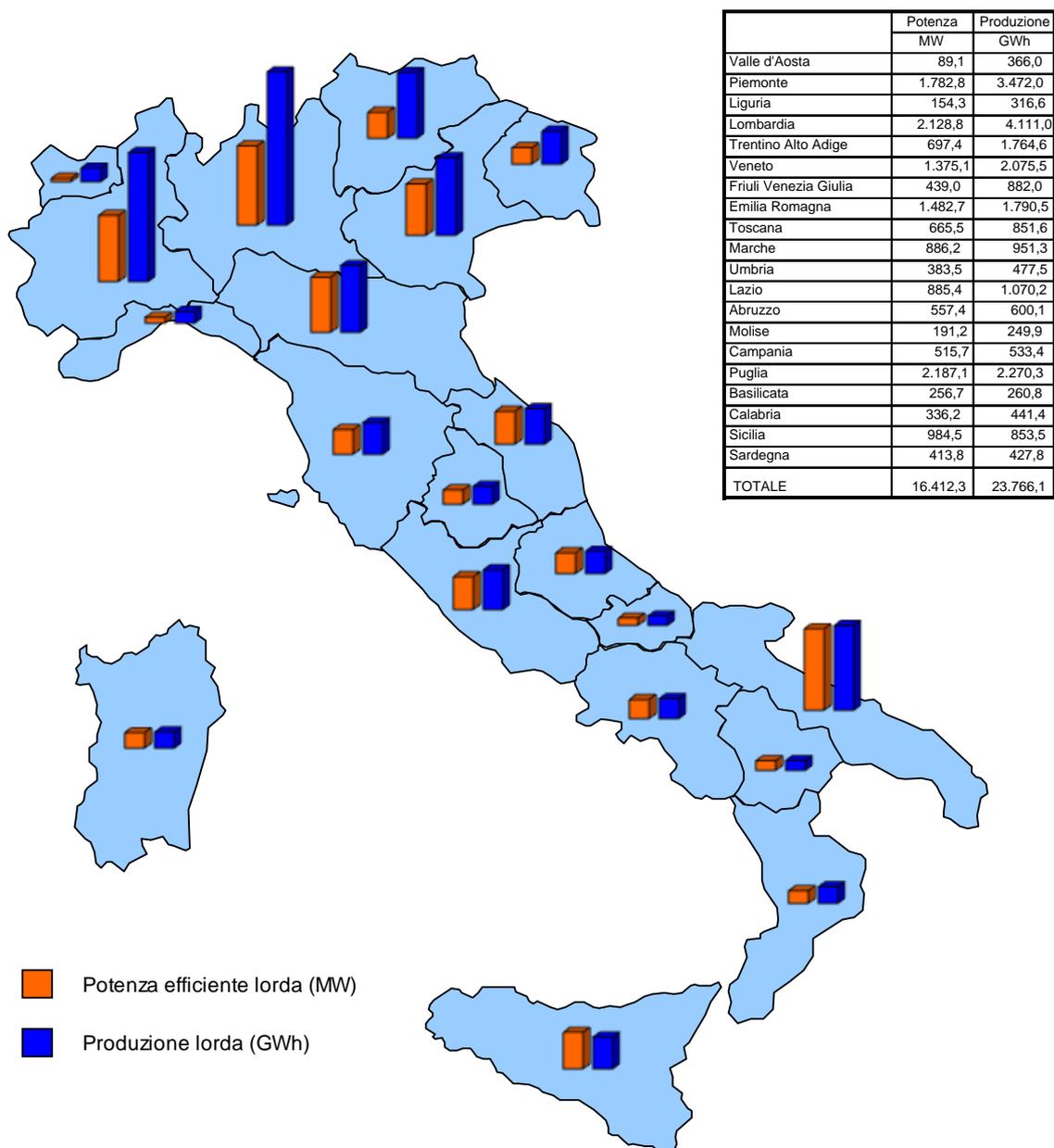


Figura 2.14⁹: Dislocazione degli impianti di GD alimentati da fonti rinnovabili (Potenza efficiente lorda totale: 16.412 MW; Produzione lorda totale: 23.766 GWh)

Infine, la figura 2.15 rappresenta, in termini di potenza efficiente lorda e di energia, la percentuale di penetrazione della GD rispetto al totale nazionale, confrontando i dati su base regionale.

⁹ Con riferimento a questa figura si è considerato:

- per potenza installata, la somma delle potenze degli impianti idroelettrici, termoelettrici alimentati da fonti rinnovabili, termoelettrici alimentati da rifiuti solidi urbani, termoelettrici ibridi, eolici e fotovoltaici;
- per energia elettrica prodotta, la produzione degli impianti idroelettrici, la produzione degli impianti termoelettrici alimentati da fonti rinnovabili, la quota pari al 50% dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici alimentati da rifiuti solidi urbani, la quota pari al 50% dell'energia elettrica prodotta da sezioni di impianti termoelettrici alimentati da rifiuti solidi urbani e la produzione da fonti rinnovabili delle sezioni alimentate da fonti rinnovabili dei medesimi impianti, la parte imputabile a fonti rinnovabili degli impianti termoelettrici ibridi, la produzione degli impianti eolici e la produzione degli impianti fotovoltaici.

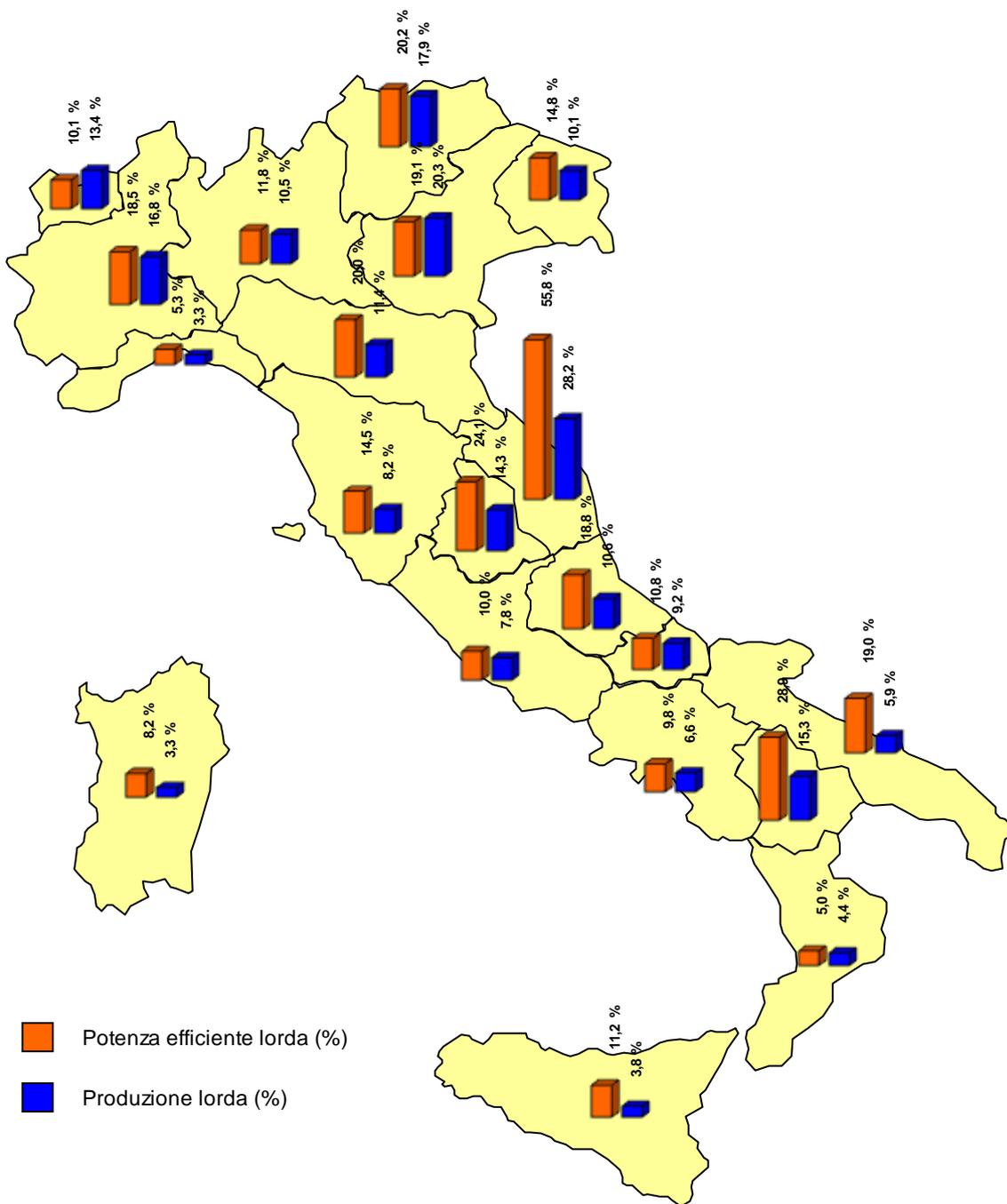


Figura 2.15: Penetrazione della GD in termini di potenza e di produzione sul totale regionale

2.2 Gli impianti idroelettrici nell'ambito della generazione distribuita

Nel 2011 la fonte idrica ha rappresentato la terza fonte di energia per la produzione di energia elettrica nell'ambito della GD con 8,6 TWh di energia elettrica prodotta (circa il 29,3% dell'intera produzione da impianti di GD e il 17,9% dell'intera produzione idroelettrica italiana). Rispetto al 2010 è stata riscontrata una riduzione della produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici pari a 0,8 TWh, in linea con il *trend* nazionale di riduzione (54,4 TWh prodotti nel 2010 contro i 47,8 TWh nel 2011) di energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici. La produzione idroelettrica nell'ambito della GD deriva per l'88,3% da impianti ad acqua fluente (2.421 impianti dei 2.549 impianti idroelettrici di GD), mentre la rimanente produzione è dovuta per l'8,4% a 77 impianti a bacino, per il rimanente 3,3% a 50 impianti a serbatoio mentre il contributo dell'unico impianto idroelettrico di pompaggio di gronda non è rilevante rispetto al totale della produzione da GD idroelettrica (figura 2.16).

Seguendo la tendenza riscontrata anche negli anni precedenti, il mix di produzione idroelettrica in GD è stato molto diverso da quello nazionale dove si riscontra una più equa ripartizione della produzione elettrica fra gli impianti a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente, inoltre nella produzione nazionale da impianti idroelettrici vi è anche la presenza di produzione da pompaggi.

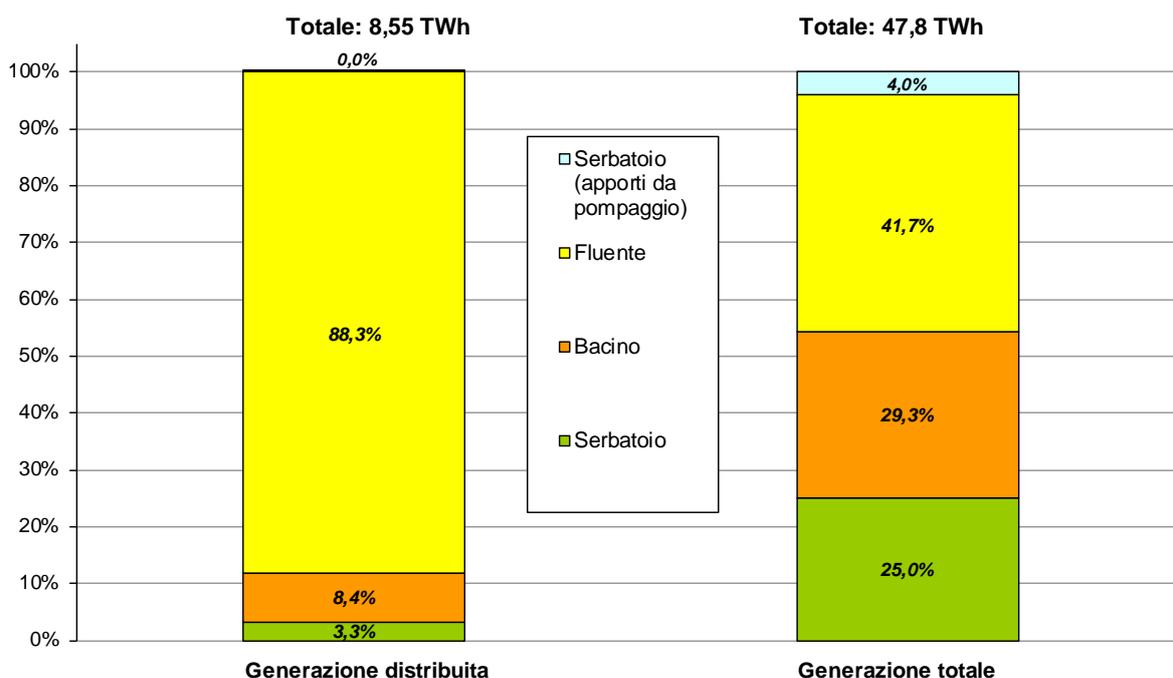


Figura 2.16: Energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici nella GD e nella generazione totale

Con riferimento alla distribuzione degli impianti idroelettrici ad acqua fluente (94,8% del totale degli impianti idroelettrici in GD) in funzione delle classi di potenza si nota dalla [figura 2.17](#) che il 75,2% del numero degli impianti è di potenza fino a 1 MW e la quasi totalità è di potenza fino a 3 MW; tale distribuzione è stata evidenziata anche nei precedenti monitoraggi. I fattori di utilizzo nel 2011 si sono ridotti rispetto al 2010, attestandosi mediamente intorno alle 4.000 ore per gli impianti ad acqua fluente, contro le 2.750 ore degli impianti a bacino e le 2.500 ore degli impianti a serbatoio. Naturalmente a fronte di un minore utilizzo, la capacità di regolazione degli impianti a bacino e serbatoio garantisce loro la possibilità di un utilizzo programmato e concentrato nelle ore con una maggiore remunerazione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete.

Numero totale impianti: 2.421

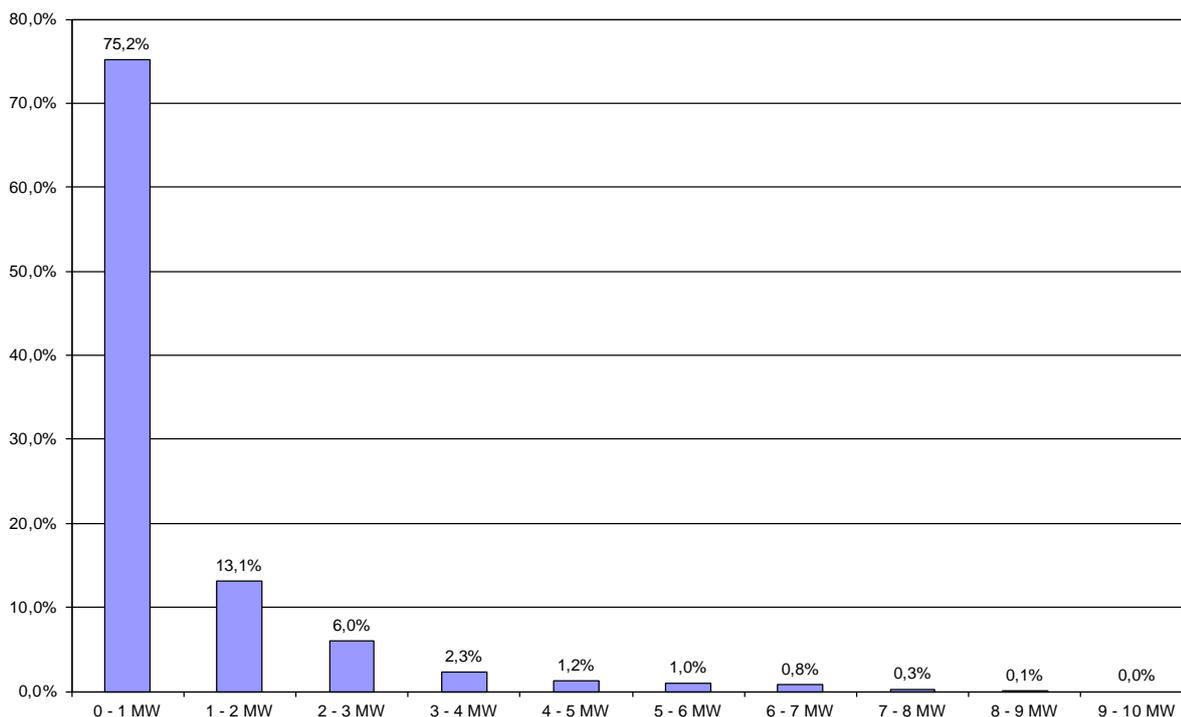


Figura 2.17: Distribuzione degli impianti idroelettrici ad acqua fluente tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD

Analizzando la distribuzione sul territorio nazionale si conferma quanto registrato negli anni precedenti; la maggior parte degli impianti e la maggior parte della potenza efficiente lorda installata sono localizzati nel nord Italia, e conseguentemente la percentuale di produzione di energia elettrica da tale fonte è elevata nelle medesime zone geografiche. La produzione in tali zone geografiche, in allineamento con il dato nazionale della GD, è dovuta principalmente ad impianti ad acqua fluente che sfruttano i numerosi corsi d'acqua presenti nell'arco alpino. Spostandosi dalle Alpi verso sud si assiste ad una netta riduzione della potenza installata e della produzione idroelettrica, in coerenza con la netta diminuzione della disponibilità di corsi d'acqua ([figura 2.18](#)).

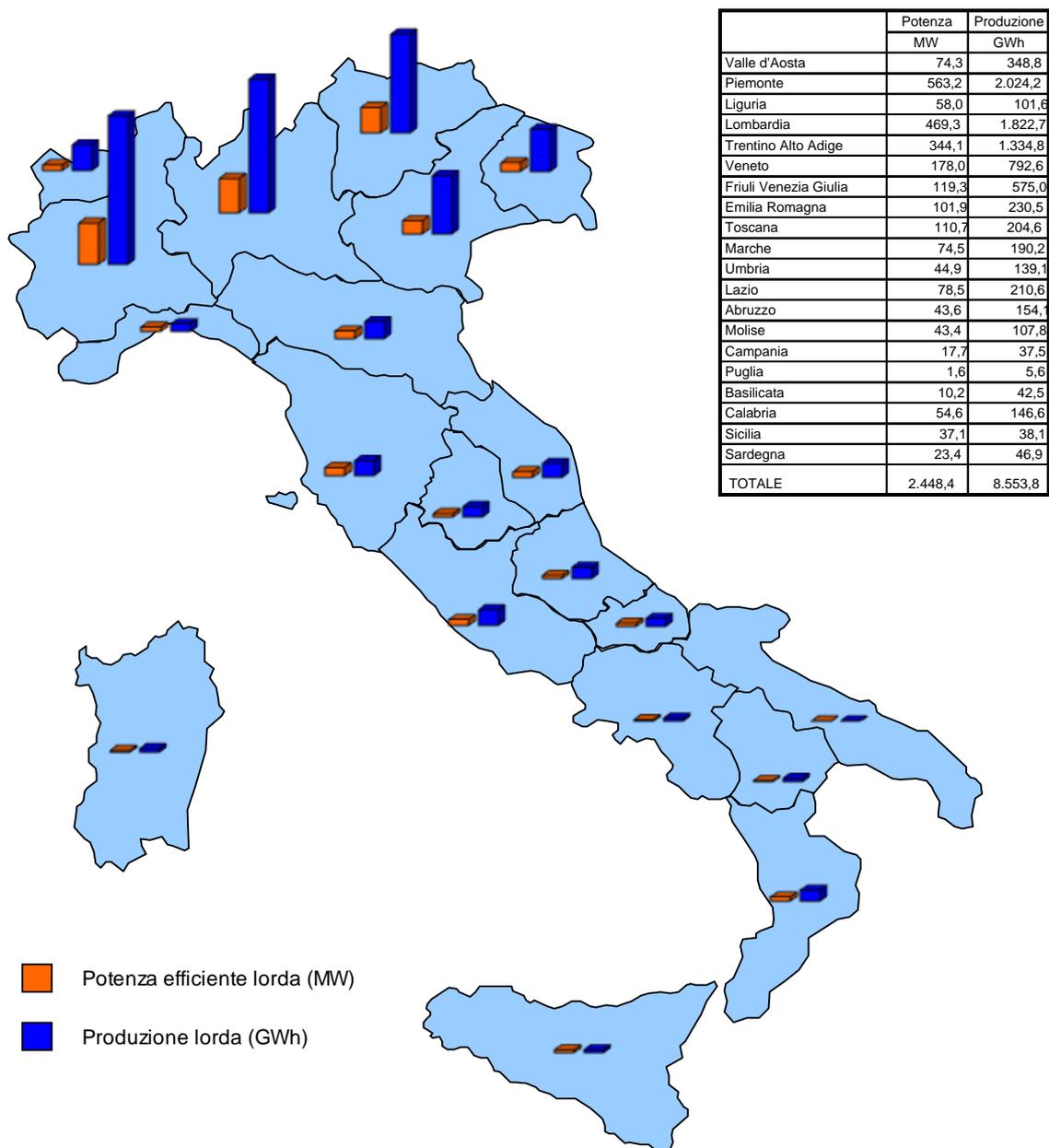


Figura 2.18: Dislocazione degli impianti idroelettrici di GD in termini di energia (Potenza efficiente lorda totale: 2.448 MW; Produzione lorda totale: 8.554 GWh)

2.3 Gli impianti eolici nell'ambito della generazione distribuita

Gli impianti eolici di GD, come verificato negli anni precedenti, risultano essere poco diffusi perché generalmente gli impianti eolici tendono ad avere dimensioni (in termini di potenza installata) superiori a quelle caratteristiche della GD. Analizzando la [figura 2.19](#), relativa alla localizzazione regionale degli impianti eolici di GD e alle corrispondenti potenze installate e produzioni, si nota che la dislocazione degli impianti eolici sul territorio nazionale interessa soprattutto la fascia appenninica e le isole, cioè le regioni che presentano una maggiore ventosità, in particolare Liguria, Toscana, Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna.

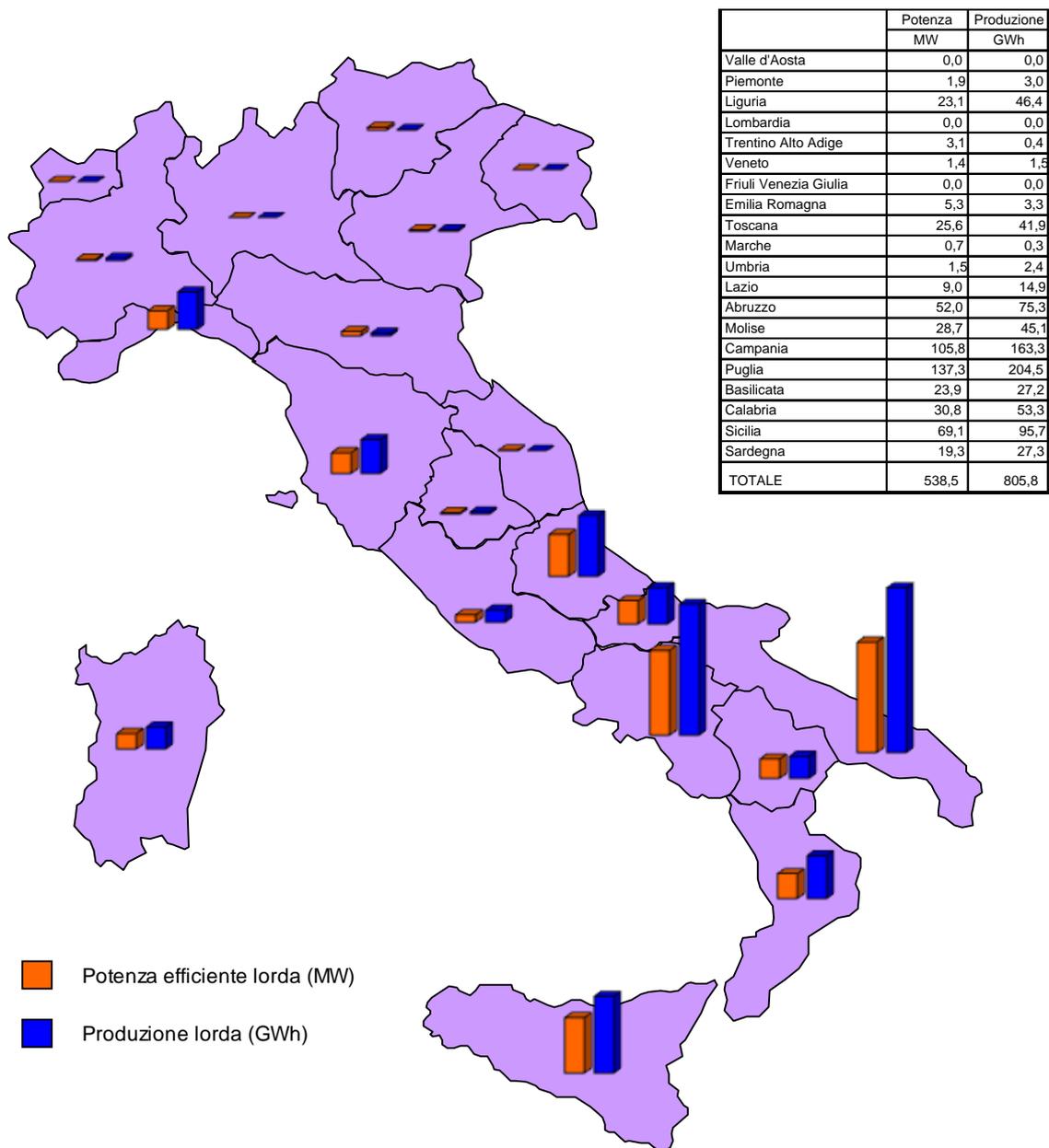


Figura 2.19: Dislocazione degli impianti eolici di GD (Potenza efficiente lorda totale: 539 MW; Produzione lorda totale: 806 GWh)

2.4 Gli impianti fotovoltaici nell'ambito della generazione distribuita

L'analisi dei dati relativi agli impianti fotovoltaici di GD evidenzia una crescita esponenziale del numero di impianti fotovoltaici installati nel 2011, pari a circa il doppio del numero degli impianti installati nell'anno precedente, passando dai 155.977 impianti in esercizio nel 2010 ai 330.168 nel 2011; la potenza installata nel 2011 è più che triplicata rispetto all'anno precedente (da 3.277 MW nel 2010 a 12.255 MW nel 2011) e l'energia elettrica prodotta è più di cinque volte quella prodotta nel 2010 (da 1.853 GWh nel 2010 a 10.346 GWh nel 2011). Lo sviluppo degli impianti fotovoltaici in questi ultimi anni è dovuto principalmente al meccanismo di incentivazione in "conto energia", previsto dai decreti interministeriali 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010, 5 maggio 2011 e 5 luglio 2012.

Nella tabella 2.B sono riportati i dati, con dettaglio regionale, del numero di impianti, della potenza efficiente lorda, della produzione lorda di energia elettrica e della produzione netta di energia elettrica, distinta tra la quota consumata in loco e la quota immessa in rete¹⁰, mentre nella figura 2.20 è rappresentata la distribuzione regionale della potenza efficiente lorda, della produzione netta consumata in loco e della produzione netta immessa in rete.

Analizzando i dati relativi al rapporto tra la quantità di energia elettrica consumata in loco e la quantità di energia elettrica prodotta, si nota che, nel 2011, solo il 23,6% dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici in GD è stata consumata in loco, mentre nel 2010 tale rapporto si attestava al 38%. Da ciò appare evidente che numerosi impianti fotovoltaici sono stati realizzati, anche per effetto degli incentivi molto generosi, per immettere la propria produzione e non per soddisfare i consumi in loco. Considerando tale rapporto per le singole regioni, si evince che la maggior parte delle regioni che superano il valore medio nazionale del 23,6% sono le regioni del nord Italia, con il picco nella Valle d'Aosta (in cui tale rapporto è pari al 67,4%), mentre la maggior parte delle regioni del centro e del sud Italia hanno valori inferiori al dato nazionale, con il valore più basso nella Puglia pari al 7,9% (proprio in Puglia, infatti, sono stati realizzati molti impianti fotovoltaici a terra). Dai dati sopra descritti si nota, con più evidenza rispetto all'anno 2010, che in alcune regioni del nord e del centro-nord l'installazione degli impianti fotovoltaici avviene frequentemente con l'obiettivo di consumare in loco una parte rilevante dell'energia elettrica prodotta (verosimilmente con l'installazione di impianti fotovoltaici di potenza prossima a quella necessaria ai consumi), mentre in alcune regioni del centro-sud e del sud Italia l'installazione degli impianti fotovoltaici avviene più spesso con l'obiettivo di immettere in rete una quota rilevante dell'energia elettrica prodotta, anche tramite impianti fotovoltaici di taglia medio-grande. Ciò appare evidente anche dall'analisi delle taglie medie per impianto, che risultano minori nelle regioni del nord e maggiori nelle regioni del sud.

¹⁰ Per un maggiore dettaglio relativo agli impianti incentivati in "conto energia" si rimanda ai dati statistici pubblicati dal GSE sul proprio sito internet all'indirizzo

www.gse.it/it/Conto%20Energia/Risultati%20incentivazione/Pages/default.aspx.

Si evidenzia che potrebbero presentarsi delle differenze tra i dati riportati nel presente monitoraggio e quelli pubblicati dal GSE per possibili aggiornamenti successivi dei dati.

Regione	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Produzione lorda (kWh)	Produzione netta (kWh)	
				Consumata in loco	Immessata in rete
Valle d'Aosta	1.118	13.933	11.126.941	7.500.418	3.598.634
Piemonte	24.095	1.070.509	830.296.143	185.251.987	635.594.586
Liguria	3.212	53.589	43.695.688	20.334.972	23.056.761
Lombardia	48.692	1.321.603	995.278.340	420.690.336	566.279.146
Trentino Alto Adige	14.968	299.824	277.843.512	116.089.085	160.372.834
Veneto	44.994	1.062.303	789.999.075	329.816.522	454.003.759
Friuli Venezia Giulia	17.291	295.785	246.077.194	121.086.968	123.017.207
Emilia Romagna	31.008	1.230.747	1.070.281.839	245.046.829	812.975.533
Toscana	17.478	457.993	414.357.868	133.205.777	277.012.933
Marche	12.048	786.593	658.383.713	83.612.429	566.344.969
Umbria	8.007	318.604	286.057.624	54.456.543	228.181.304
Lazio	17.948	751.209	693.424.551	115.129.949	568.536.669
Abruzzo	7.746	451.540	328.985.995	56.616.322	268.373.250
Molise	1.605	116.971	84.223.262	13.373.496	69.732.037
Campania	10.070	355.623	271.264.699	72.944.001	195.375.775
Puglia	22.916	2.017.401	1.976.204.070	155.408.682	1.791.272.651
Basilicata	3.716	221.947	189.588.087	22.374.693	165.070.944
Calabria	8.770	237.151	196.113.333	54.173.577	140.085.918
Sicilia	19.860	832.928	645.197.062	129.397.105	507.929.077
Sardegna	14.626	359.111	337.840.575	101.706.587	232.494.837
TOTALE	330.168	12.255.362	10.346.239.570	2.438.216.278	7.789.308.825

Tabella 2.B: Dislocazione degli impianti fotovoltaici di GD

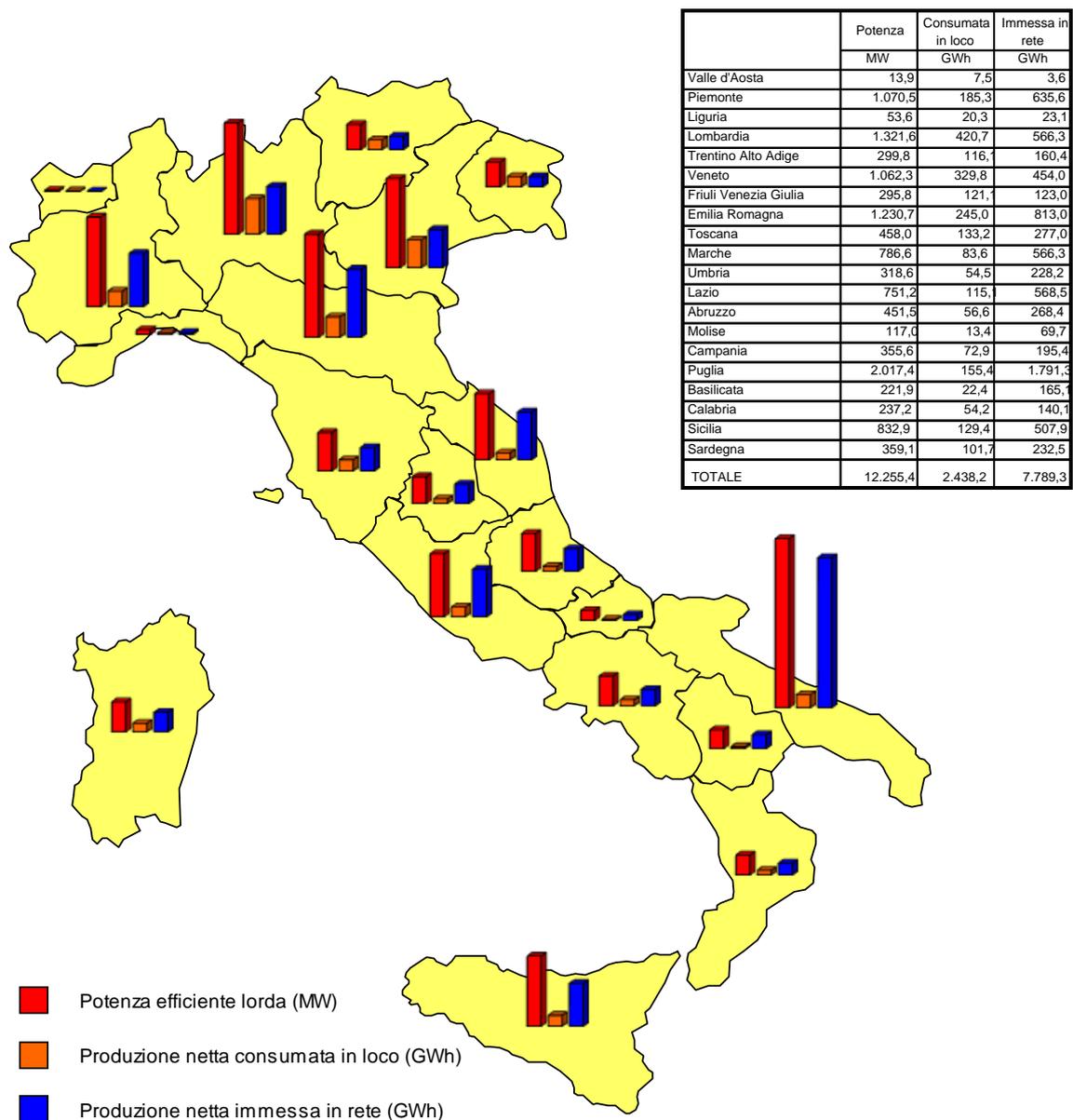


Figura 2.20: Dislocazione degli impianti fotovoltaici di GD (Potenza efficiente lorda totale: 12.255 MW; Produzione netta totale consumata in loco: 2.438 GWh; Produzione netta totale immessa in rete: 7.789 GWh)

2.5 Gli impianti termoelettrici nell'ambito della generazione distribuita

La produzione da GD termoelettrica nel 2011 è risultata essere pari a 9,5 TWh con 2.014 impianti in esercizio per 2.665 sezioni e una potenza efficiente lorda totale pari a 2.669 MW. I 2.014 impianti, differenziando per tipologia di combustibile, sono distribuiti nel seguente modo: 1.088 impianti (per una potenza pari a 1.005 MW) sono alimentati da biomasse, biogas o bioliquidi, 37 impianti (per una potenza pari a 120 MW) sono alimentati da rifiuti solidi urbani (tra questi 2, per una potenza pari a 3,6 MW, non sono alimentati esclusivamente con rifiuti solidi urbani), 872 impianti (per una potenza pari a 1.499 MW) sono alimentati da fonti non rinnovabili e 17 impianti (per una potenza pari a 45 MW) sono ibridi.

Come già descritto nel paragrafo 1.3 e come avvenuto nei precedenti monitoraggi, nel caso di impianti termoelettrici risulta più opportuno effettuare l'analisi considerando le singole sezioni

dell'impianto, piuttosto che l'impianto medesimo nella sua interezza. Questo perché esistono impianti termoelettrici con più sezioni tra loro diverse sia per tecnologia impiantistica, sia per combustibile di alimentazione utilizzato; questo è ancor più vero nel caso degli impianti ibridi. Proprio in virtù di queste considerazioni nel caso dell'analisi di dettaglio effettuata per il termoelettrico si sono prese in esame le sezioni degli impianti e non i singoli impianti.

Analizzando la distribuzione degli impianti sul territorio nazionale si nota che, analogamente con quanto evidenziato nei precedenti monitoraggi, esiste una stretta corrispondenza fra la potenza installata e l'industrializzazione regionale: infatti nelle regioni del nord Italia e del centro-nord è localizzata la maggior parte della potenza installata e nelle medesime regioni si riscontra la maggiore produzione di energia elettrica con impianti termoelettrici (figura 2.21).

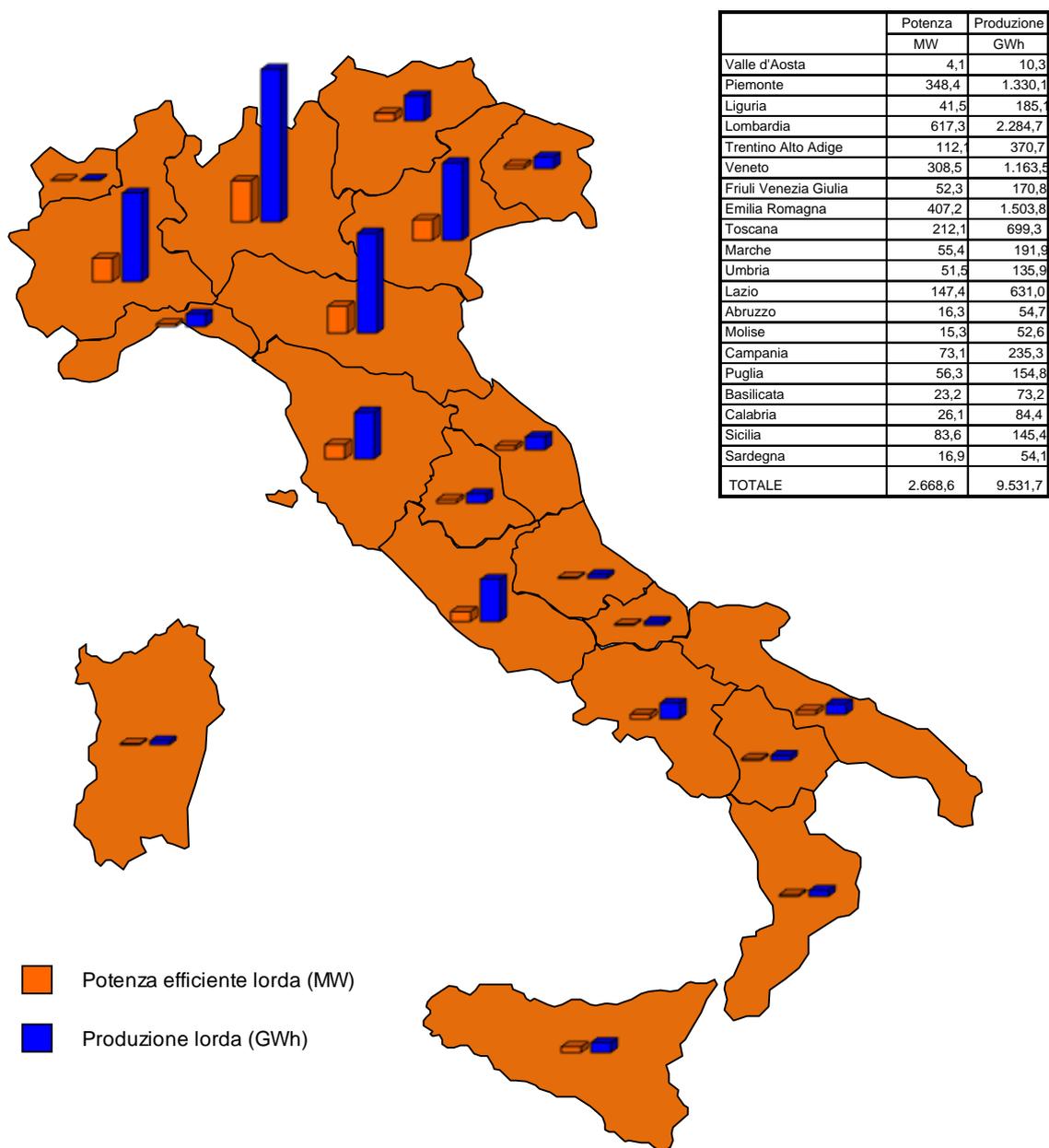


Figura 2.21: Dislocazione degli impianti termoelettrici di GD (Potenza efficiente lorda totale: 2.669 MW; Produzione lorda totale: 9.532 GWh)

Con riferimento alla produzione di energia elettrica si può osservare che vi è una forte dipendenza dall'utilizzo di gas naturale (51,7%), mentre la produzione da fonti rinnovabili rappresenta il 42,6% del totale di energia termoelettrica da GD (figura 2.22). Un mix di fonti primarie, quindi, molto diverso da quello che caratterizza l'intera produzione termoelettrica italiana dove il 63,2% dell'energia elettrica è prodotta utilizzando gas naturale, il 19,6% utilizzando carbone, circa il 4,8% utilizzando fonti rinnovabili e la rimanente parte utilizzando altre fonti non rinnovabili, quali ad esempio prodotti petroliferi (figura 2.23).

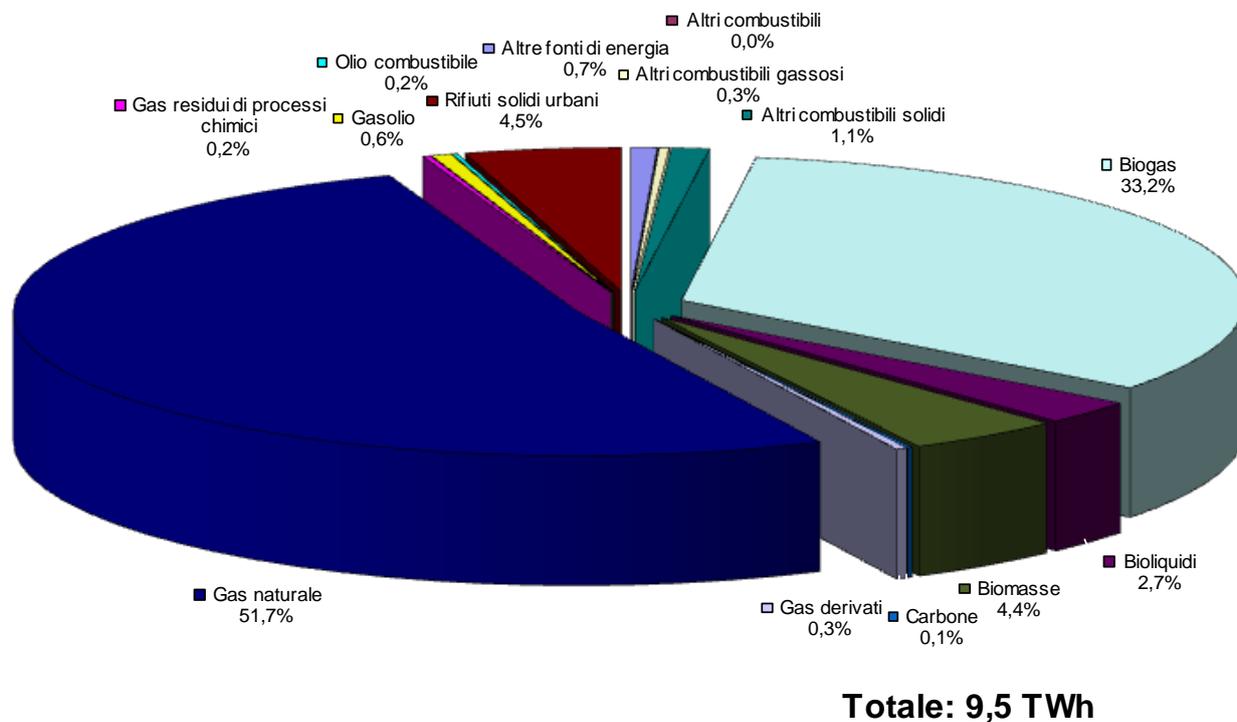
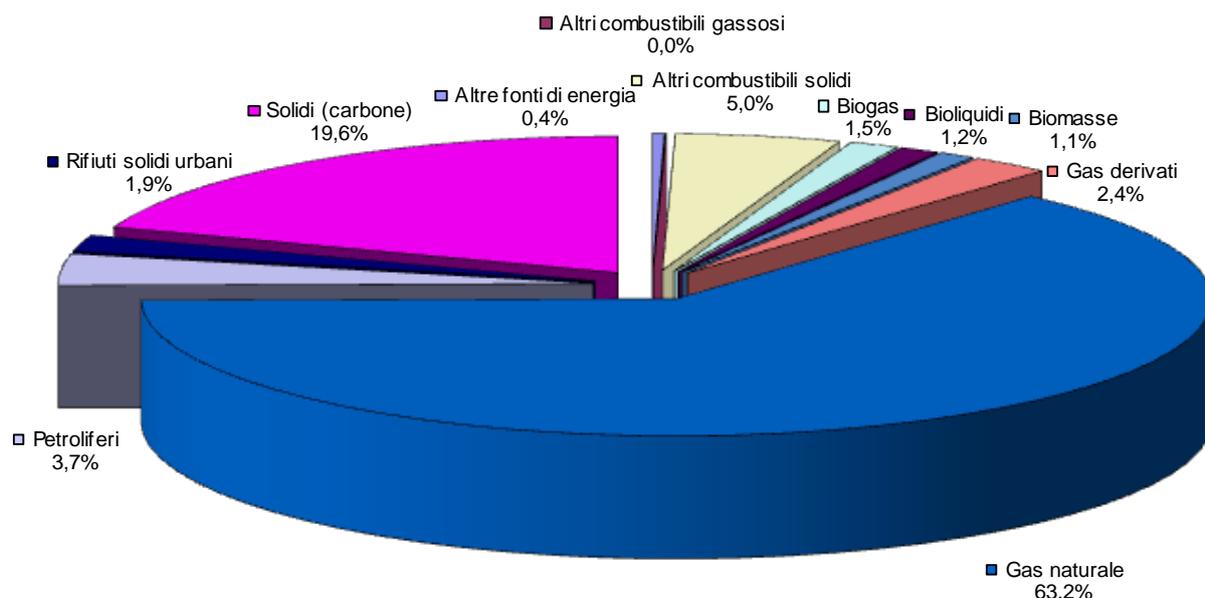


Figura 2.22¹¹: *Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita*

¹¹ Nelle figure riportate nel presente paragrafo con il termine “altri combustibili gassosi” si intendono il gas di petrolio liquefatto e il gas di raffineria, con il termine “altri combustibili solidi” si intendono 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 pirolisi o gassificazione di biomasse e/o rifiuti, i biogas da rifiuti diversi dai rifiuti solidi urbani e i biogas da rifiuti solidi urbani, con il termine “bioliqidi” si intendono i bioliqidi 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 di cokeria e il gas da estrazione, e con il termine “rifiuti solidi urbani” si intendono i rifiuti solidi urbani e i rifiuti generici CER non altrove classificati. I singoli apporti di tali combustibili nell'ambito della GD sono esplicitati nelle tabelle in Appendice.



Totale: 228,5 TWh

Figura 2.23: *Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica nazionale totale*

Con riferimento all'analisi delle differenze riscontrabili fra gli impianti di produzione di sola energia elettrica e gli impianti di cogenerazione si confermano ancora le differenze riscontrate negli anni scorsi con i precedenti monitoraggi relativamente al diverso mix di fonti primarie utilizzato. Infatti, mentre nel caso di sola produzione di energia elettrica l'81% della produzione lorda da questi impianti termoelettrici è ottenuta tramite l'utilizzo di fonti rinnovabili (per lo più biogas con il 67,6% della totale produzione), nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore il mix è molto più spostato verso le fonti non rinnovabili (il 72,3%), per lo più gas naturale che incide per il 69,5% della totale produzione ([figura 2.24](#) e [figura 2.25](#)).

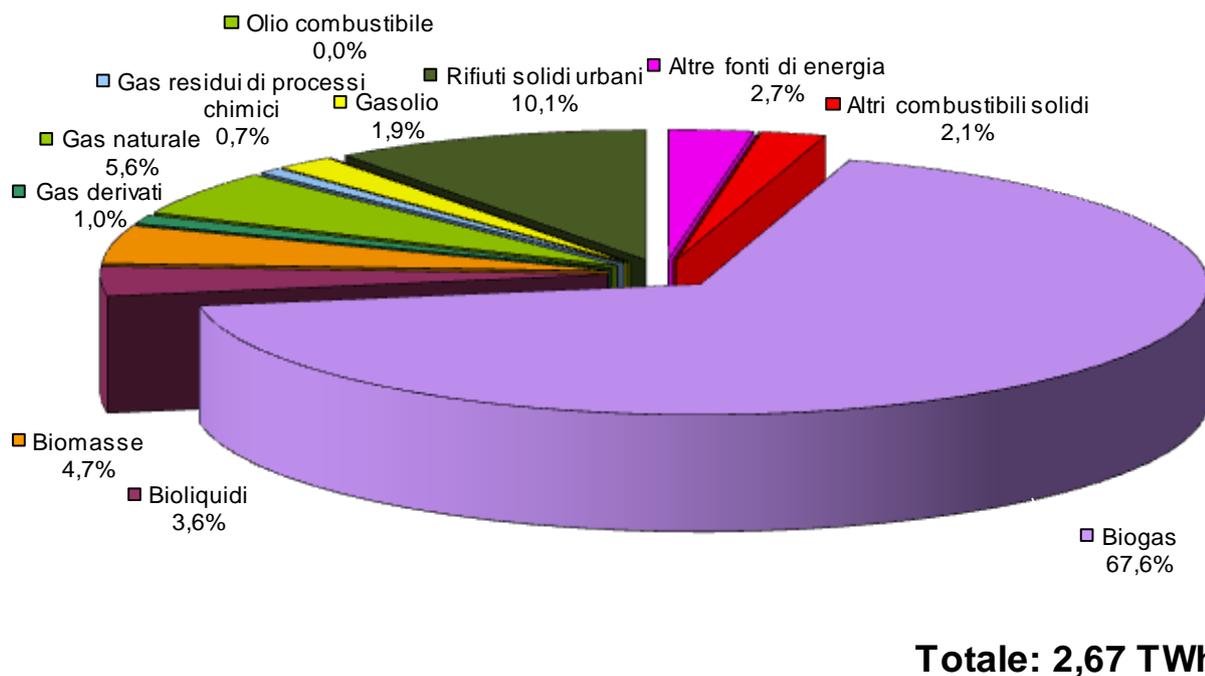


Figura 2.24¹¹: *Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita per la sola produzione di energia elettrica*

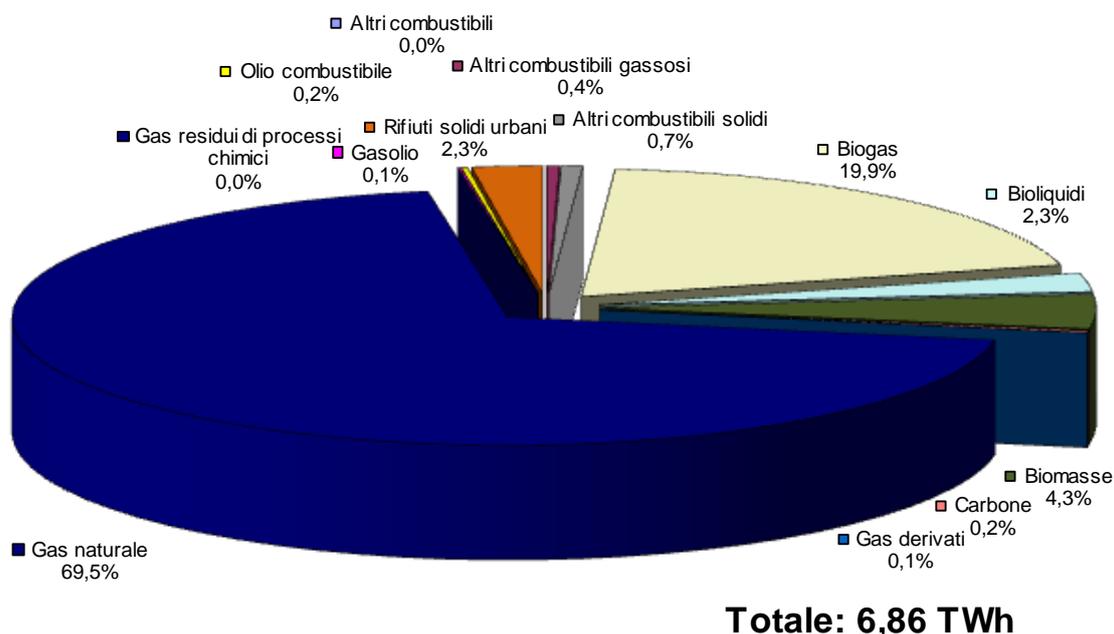


Figura 2.25¹¹: *Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica distribuita per la produzione combinata di energia elettrica e calore*

Esaminando il rapporto fra la produzione consumata in loco e quella immessa in rete, sostanzialmente la situazione resta simile a quella registrata negli anni precedenti, con un consumo in loco dell'energia prodotta complessivamente pari al 40,7% dell'intera produzione termoelettrica lorda di GD e con una forte riduzione di questa quota nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Anche nel caso degli impianti termoelettrici si evidenzia quanto detto precedentemente a livello generale in relazione alle motivazioni e ai criteri con i quali si è sviluppata e continua a svilupparsi la GD: da un lato soddisfare le richieste locali di energia elettrica (ed eventualmente anche di calore) e dall'altro sfruttare le risorse energetiche diffuse (in particolare le fonti rinnovabili) non altrimenti sfruttabili con impianti di maggiori dimensioni.

Ancor più evidenti appaiono le differenziazioni se si analizzano separatamente gli impianti termoelettrici destinati alla sola produzione di energia elettrica e gli impianti termoelettrici destinati alla produzione combinata di energia elettrica e termica. Nel primo caso infatti l'energia consumata in loco è il 13,2% della produzione totale lorda, mentre nel secondo caso rappresenta il 51,4% del totale prodotto. 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 vengono realizzati presso siti industriali (figura 2.26).

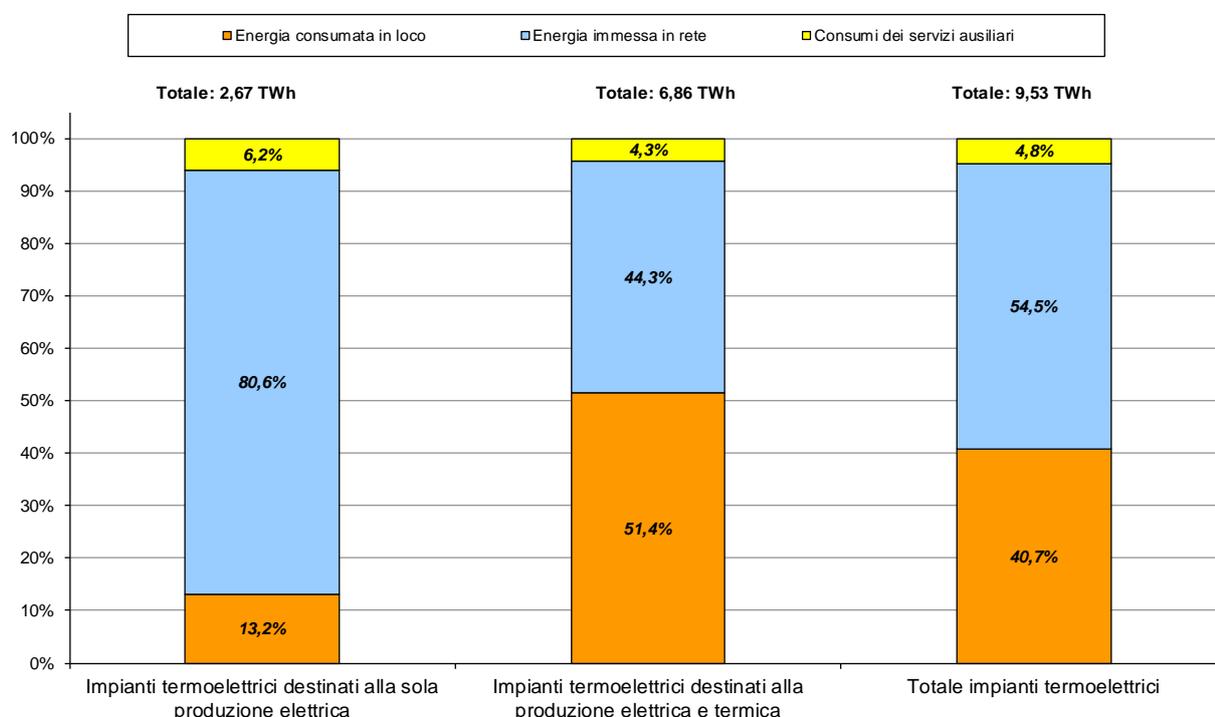


Figura 2.26: Ripartizione della produzione da impianti termoelettrici tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata nell'ambito della GD

Anche per quanto riguarda i fattori di utilizzo, le differenziazioni riscontrate negli anni precedenti continuano a presentarsi, così come la diversità di utilizzo dell'impianto in funzione della fonte primaria utilizzata. Si nota che, mentre nel caso degli impianti termoelettrici alimentati da fonti rinnovabili i fattori di utilizzo si attestano tra le 4.000 e le 5.000 ore annue senza alcuna sensibile differenza tra le diverse fonti e tra l'utilizzo dell'impianto per la sola produzione di energia elettrica o per la produzione combinata di energia elettrica e calore, nel caso di impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili esistono forti differenze a seconda del combustibile utilizzato e del tipo di produzione realizzata. In particolare si osserva che, nel caso di impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore, i fattori di utilizzo risultano molto elevati (dalle 3.000 alle 6.000 ore annue) e si osserva anche l'indipendenza dal tipo di fonte primaria utilizzata. Viceversa, nel caso di impianti con produzione di sola energia elettrica da fonte non rinnovabile, i fattori di utilizzo si riducono fortemente attestandosi intorno alle 1.000 – 2.500 ore.

Concentrandosi sui motori primi impiegati nella GD si nota che quasi l'87% delle sezioni degli impianti utilizzano motori a combustione interna. Ancor più interessante è notare che, di queste sezioni, la maggior parte è costituita da motori con taglia fino a 1 MW (l'84,6% nel caso di produzione di sola energia elettrica e il 74,9% nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore - [figura 2.27](#) e [figura 2.28](#)) e che è maggiore di circa 250 unità il numero di sezioni installate per la produzione combinata di energia elettrica e termica rispetto a quelle per la sola produzione di energia elettrica, mentre la potenza installata e la produzione dei motori a combustione interna sono maggiori nel caso degli impianti per la produzione combinata di energia elettrica e calore rispetto agli impianti per la sola produzione di energia elettrica.

Nel caso di impianti per la produzione combinata di energia elettrica e termica risulta diffuso, oltre l'impiego dei motori a combustione interna, l'impiego delle turbine, nelle configurazioni di impianti con turbine a vapore in contropressione (52 sezioni) con taglie dei motori primi per lo più sotto i 4 MW ([figura 2.29](#)) e soprattutto impianti turbogas (120 sezioni) con taglie dei motori primi per lo più fino a 6 MW ma con un picco nel "range" fino a 1 MW ([figura 2.30](#)).

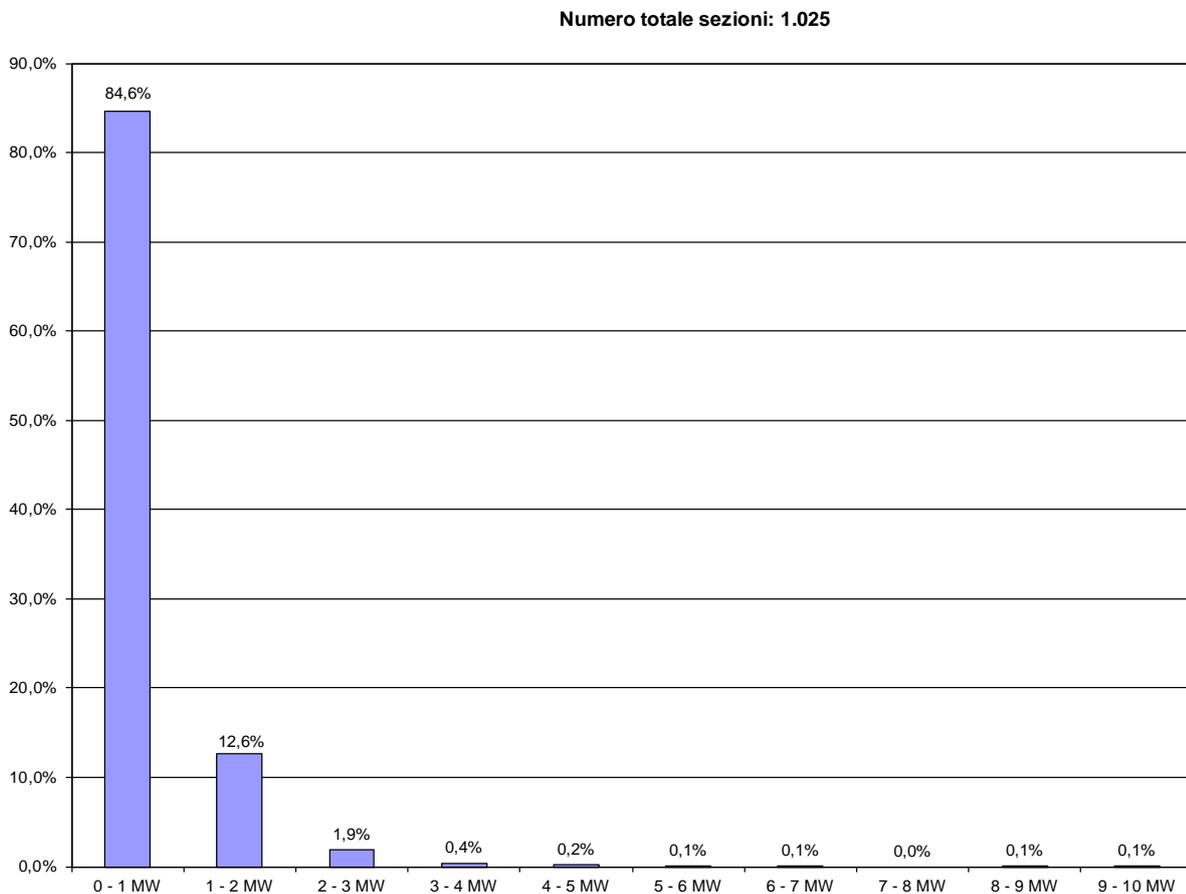


Figura 2.27: Distribuzione delle sezioni con motori a combustione interna per la sola produzione di energia elettrica tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD

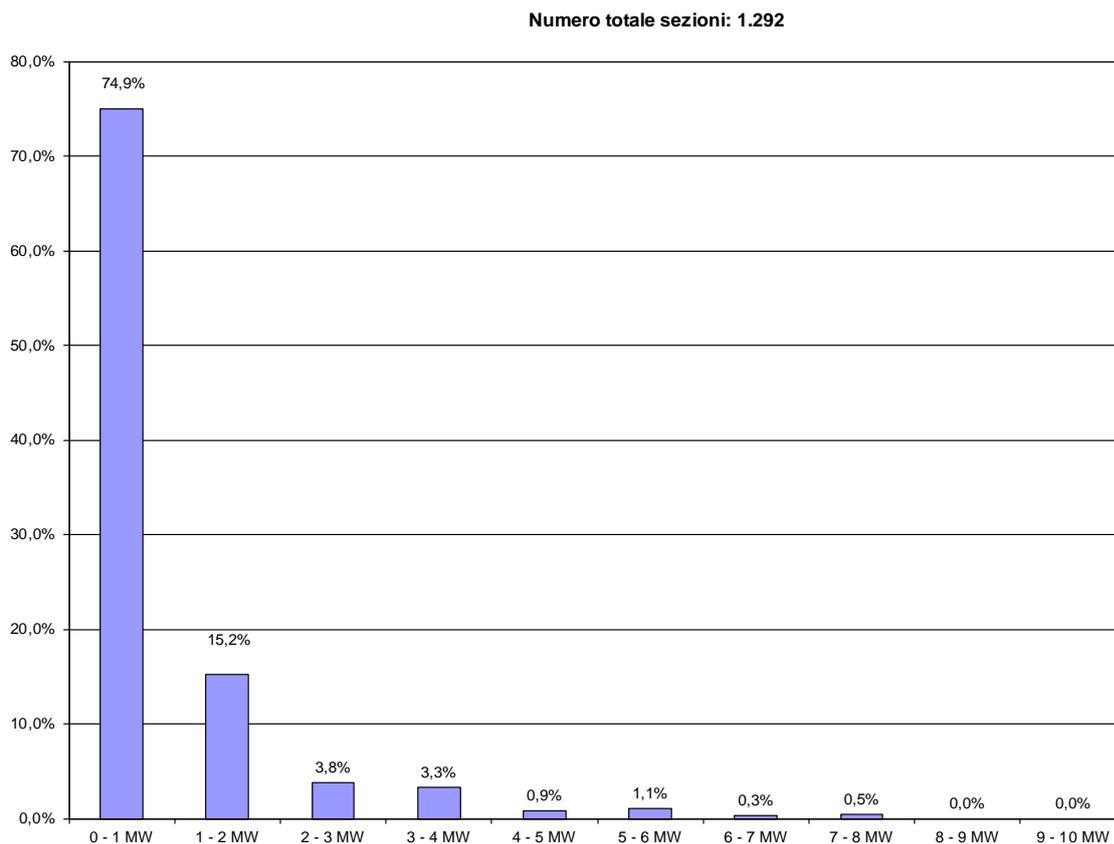


Figura 2.28: Distribuzione delle sezioni con motori a combustione interna per la produzione combinata di energia elettrica e calore tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD

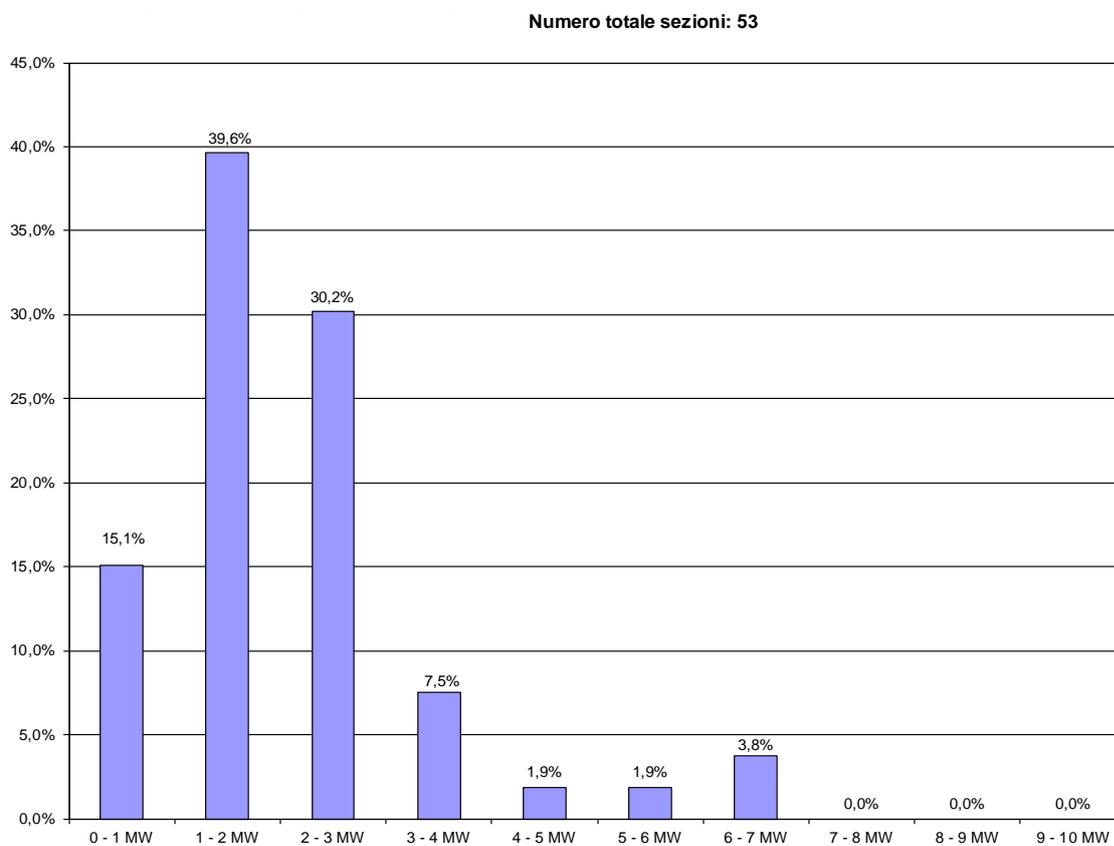


Figura 2.29: Distribuzione delle sezioni con turbine a vapore in contropressione per la produzione combinata di energia elettrica e calore tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD

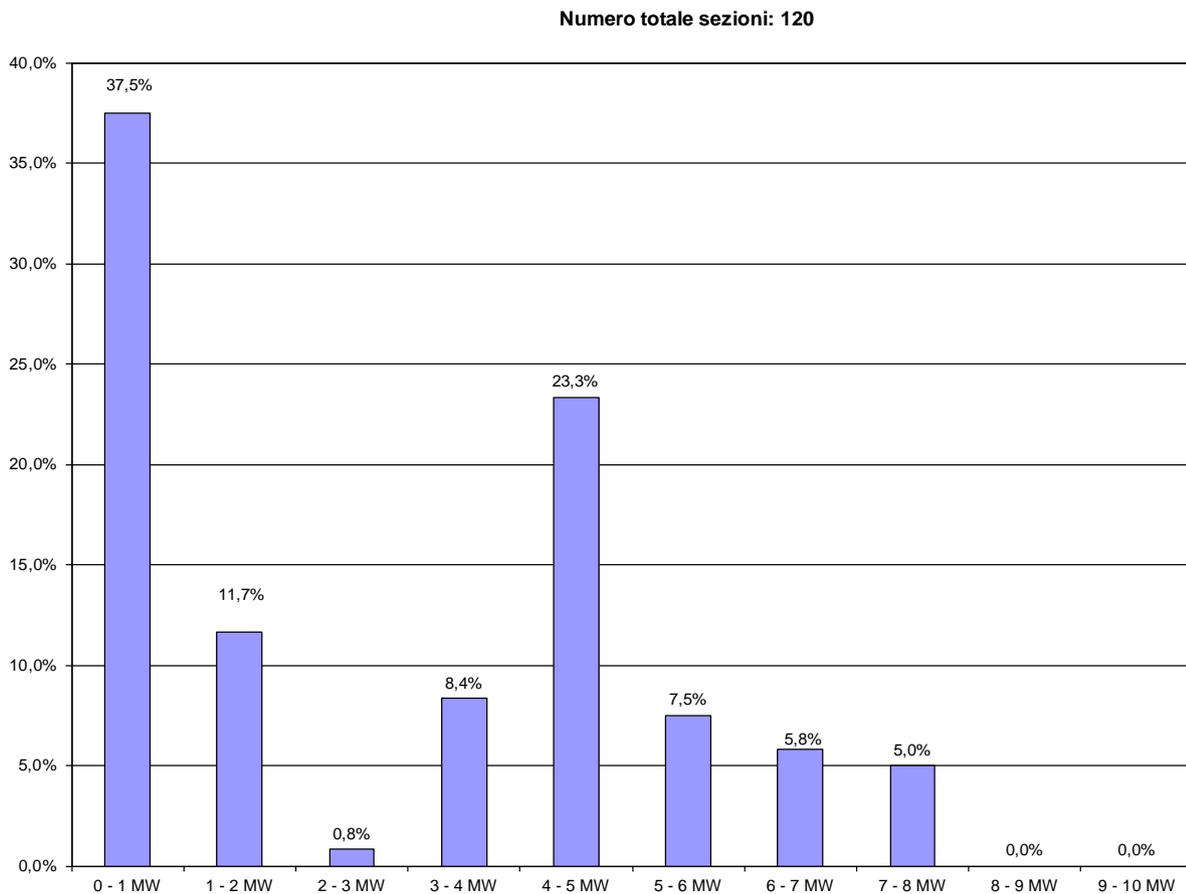


Figura 2.30: *Distribuzione delle sezioni con turbine a gas per la produzione combinata di energia elettrica e calore tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD*

Sono leggermente minori, rispetto agli impianti con turbine a vapore in contropressione, le installazioni di impianti a ciclo combinato o di impianti a condensazione e spillamento per la produzione combinata di energia elettrica e termica.

Le seguenti figure ([figura 2.31](#) e [figura 2.32](#)) riassumono, in percentuali, la ripartizione del numero di sezioni, della potenza installata e della produzione tra le varie tipologie impiantistiche, nel caso di produzione di sola energia elettrica e nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore.

Numero totale sezioni: 1.131 Potenza efficiente lorda: 817 MW Produzione lorda: 2,67 GWh

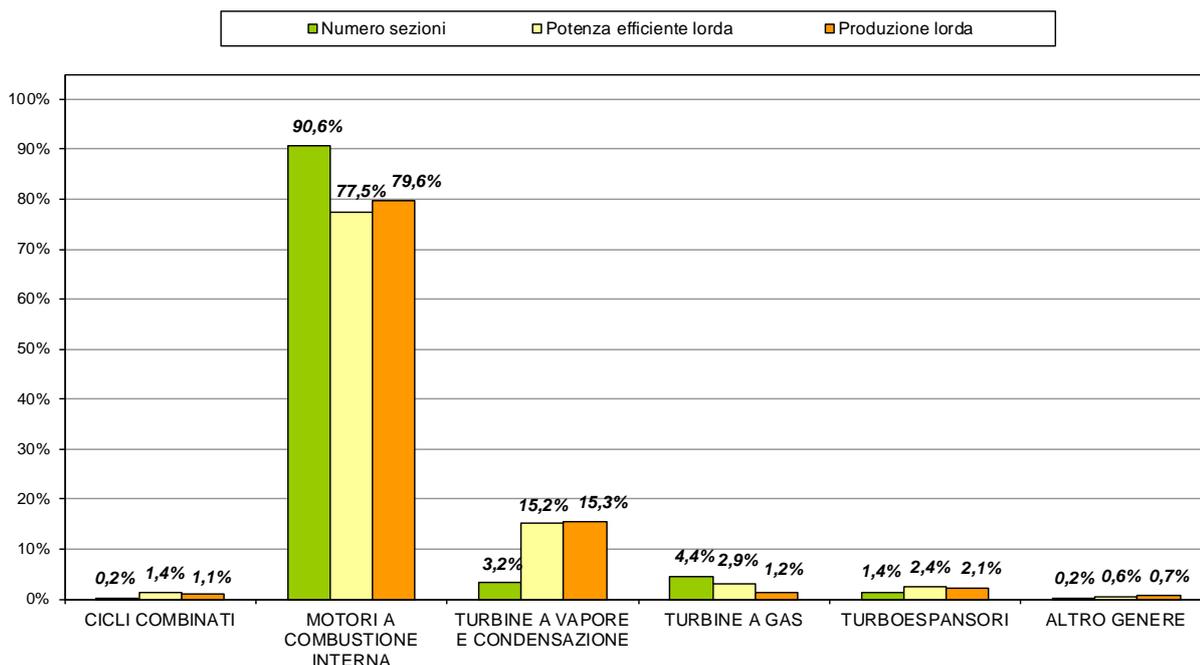


Figura 2.31: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la sola produzione di energia elettrica nell'ambito della GD

Numero totale sezioni: 1.534 Potenza efficiente lorda: 1.852 MW Produzione lorda: 6,86 GWh

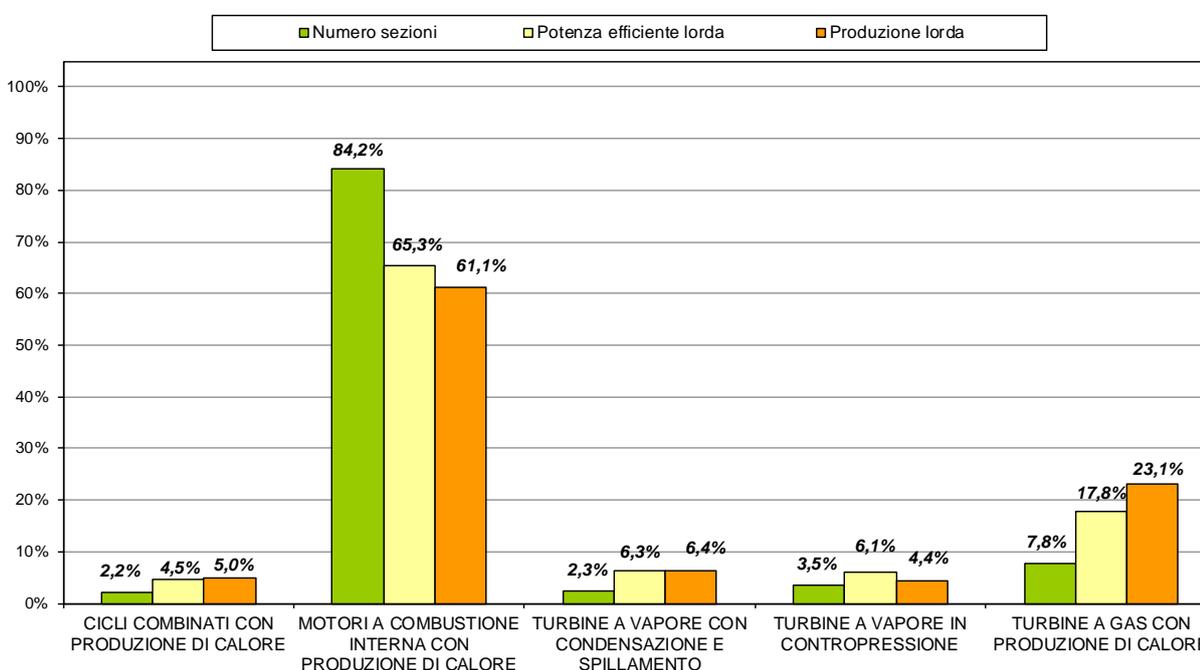


Figura 2.32: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD

Ben diversa è la ripartizione del numero di sezioni, della produzione e della potenza efficiente lorda tra le varie tipologie impiantistiche, nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore totale a livello nazionale (figura 2.33) dalla quale emerge la presenza di cicli combinati con recupero termico di elevata taglia.

Numero totale sezioni: 1.980

Potenza efficiente lorda: 23.850 MW

Produzione lorda: 101.509 GWh

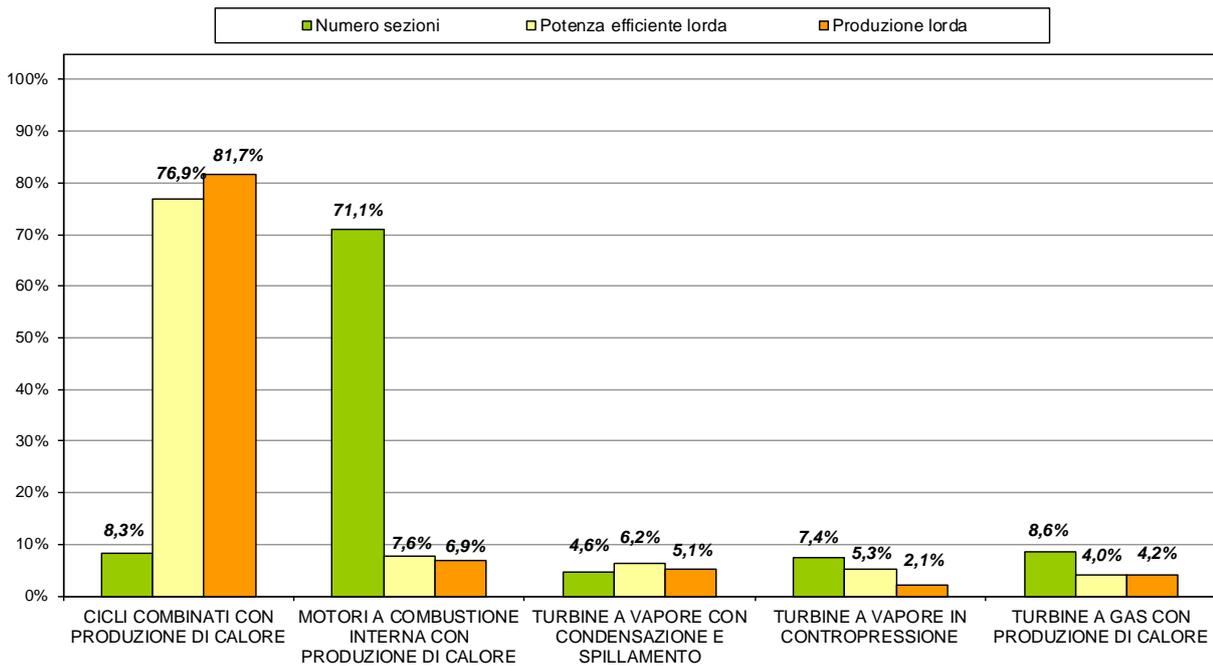


Figura 2.33: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito del complessivo parco termoelettrico italiano

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. Ciò viene messo in evidenza dai valori medi degli indici elettrici (definiti come il rapporto tra la produzione netta di energia elettrica e la produzione di energia termica utile) per le diverse tipologie impiantistiche nel caso della GD (figura 2.34) e nel caso globale nazionale (figura 2.35).

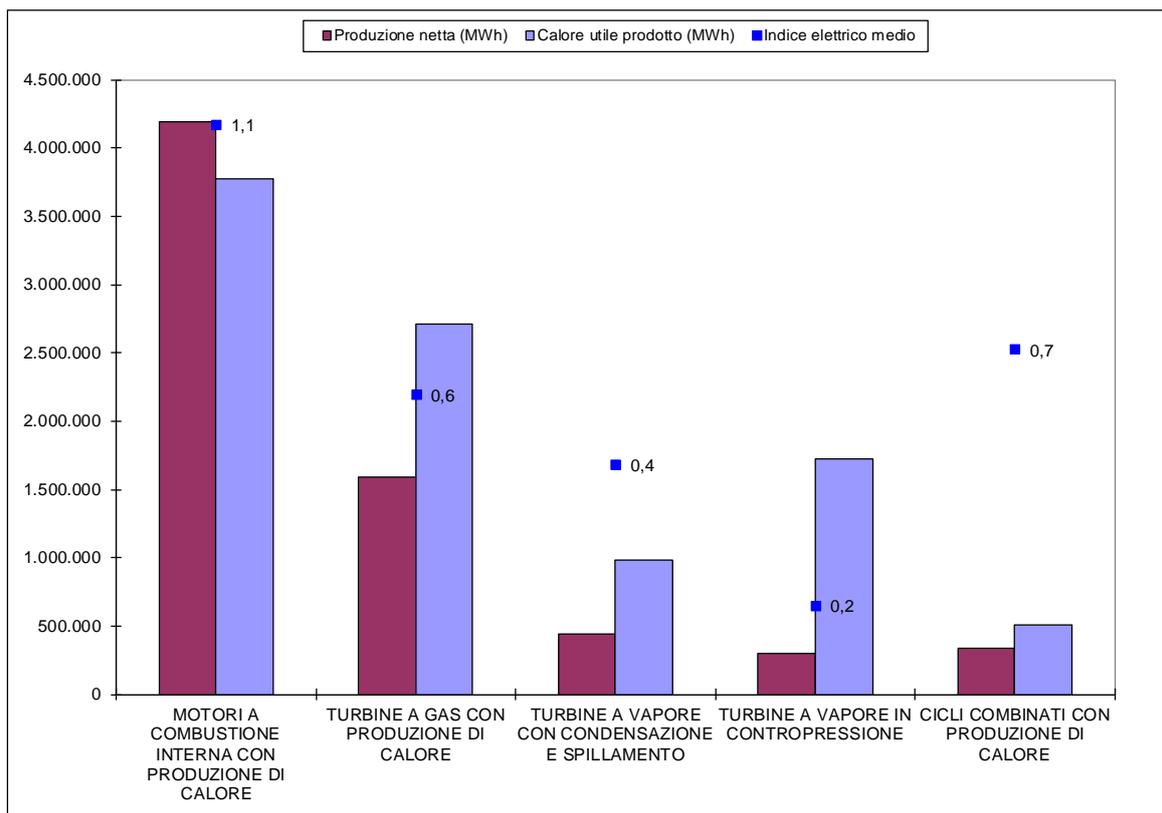


Figura 2.34: Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD

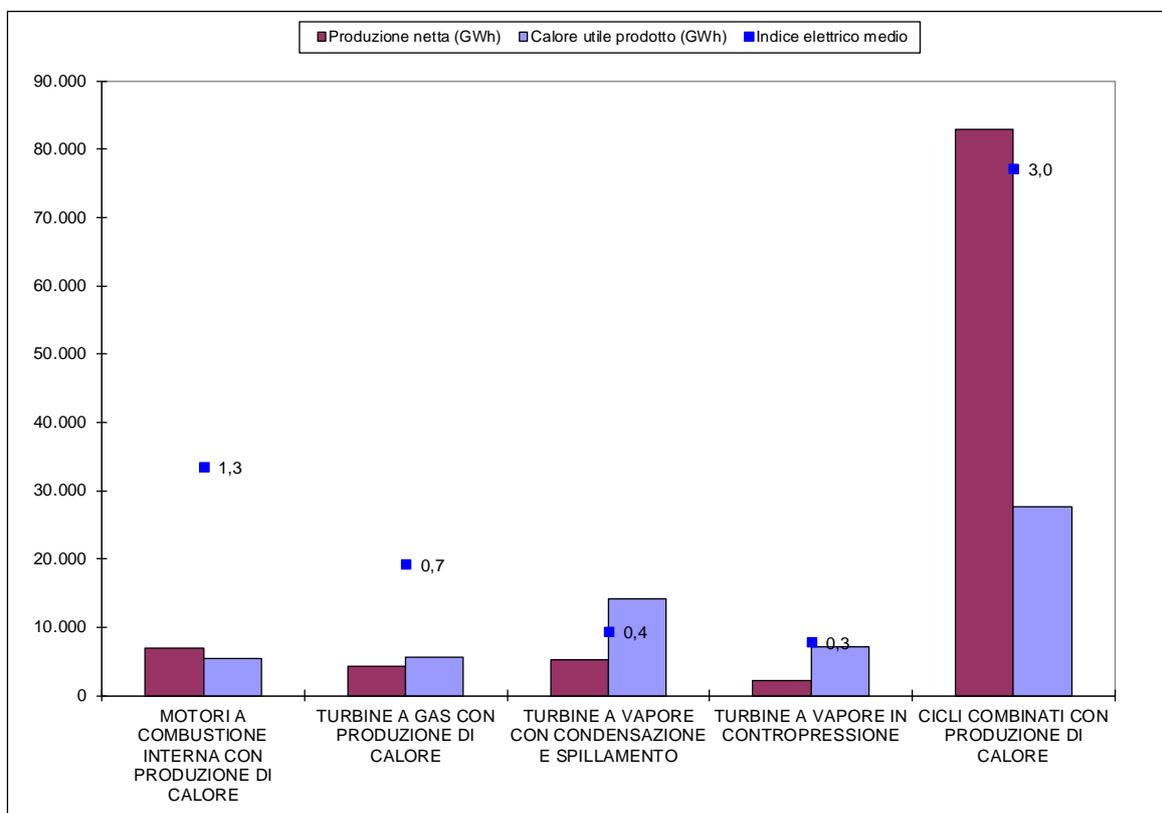


Figura 2.35: Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito del parco termoelettrico complessivo italiano

Con riferimento agli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, sulla base dei dati disponibili, è possibile formulare alcune considerazioni in termini di efficienza e di risparmio energetico. Nel caso di impianti alimentati da gas naturale (le cui produzioni di energia elettrica sono circa pari al 69,5% del totale termoelettrico per la produzione combinata in GD), si evidenzia che:

- a) nell'ipotesi di considerare un rendimento elettrico di riferimento (η_{es}) pari al 51% e un rendimento termico di riferimento (η_{ts}) dell'85%, si ottiene un PES medio pari a 8,5%, nel caso in cui si consideri l'energia elettrica prodotta netta, ovvero pari a 10,1%, nel caso in cui si consideri l'energia elettrica prodotta lorda;
- b) nell'ipotesi di considerare un rendimento elettrico di riferimento (η_{es}) pari al 41% e un rendimento termico di riferimento (η_{ts}) dell'85%, si ottiene un PES medio pari a 19%, nel caso in cui si consideri l'energia elettrica prodotta netta, ovvero pari a 20,5%, nel caso in cui si consideri l'energia elettrica prodotta lorda.

Si noti tuttavia che tali considerazioni si basano su dati medi e potrebbero risentire di errori derivanti dalla quantificazione dell'energia termica utile. Infatti, tale quantificazione è oggetto di più accurate analisi e verifiche solo nel caso in cui venga richiesta la qualifica di cogenerazione ad alto rendimento al fine di ottenere i conseguenti benefici.

Sulla base dei dati disponibili, non si ritiene opportuno effettuare valutazioni simili nel caso degli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore alimentati da combustibili diversi da quelli fossili commerciali poiché i risultati ottenuti risentirebbero notevolmente delle approssimazioni relative alla quantificazione dell'energia termica utile e anche del contenuto energetico dei combustibili.

CAPITOLO 3

ANALISI DEI DATI RELATIVI ALLA PICCOLA GENERAZIONE NELL'ANNO 2011 IN ITALIA

3.1 Quadro generale

La produzione lorda di energia elettrica da impianti di PG nel 2011 è stata pari a 12.888 GWh (circa il 44,1% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica da GD), con un incremento, rispetto al 2010, di 7.908 GWh imputabile prevalentemente alla produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici; nel 2011 risultavano installati 332.919 impianti di PG per una potenza efficiente lorda di 10.907 MW, con un evidente aumento, dal 2010 al 2011, del numero di impianti installati da imputare, come già evidenziato per la GD, principalmente agli impianti alimentati da fonte solare (nello specifico impianti fotovoltaici che sono aumentati da 155.759 a 329.226), mentre gli impianti idroelettrici sono aumentati da 1.736 a 1.858, gli impianti termoelettrici da 622 a 1.356 e gli impianti eolici da 191 a 479.

Differenziando per tipologia di impianti, nel 2011 risultavano installati 568 MW da impianti idroelettrici che hanno prodotto 2.191 GWh (17% della produzione da PG), 680 MW da impianti termoelettrici che hanno prodotto 2.453 GWh (19% della produzione da PG), 74 MW da impianti eolici che hanno prodotto 77 GWh (0,6% della produzione da PG) e 9.585 MW da impianti fotovoltaici che hanno prodotto 8.167 GWh (63,4% della produzione da PG).

Nella tabella 3.A vengono riportati, per ogni tipologia di impianti di produzione di energia elettrica (nel caso degli impianti termoelettrici vengono suddivisi in base alla tipologia di combustibile utilizzato: biomasse, biogas e bioliquidi, rifiuti solidi urbani, fonti non rinnovabili e impianti ibridi), il numero di impianti, la potenza efficiente lorda installata, la produzione lorda di energia elettrica e la produzione netta di energia elettrica, distinta tra la quota consumata in loco e la quota immessa in rete.

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Immessa in rete
Idroelettrici	1.858	568	2.190.686	59.370	2.089.177
<i>Biomasse, biogas e bioliquidi</i>	902	525	2.124.433	88.816	1.903.527
<i>Rifiuti solidi urbani</i>	8	4	10.299	1.905	7.688
<i>Fonti non rinnovabili</i>	439	144	297.995	164.207	122.570
<i>Ibridi</i>	7	6	20.114	4.257	14.090
Totale termoelettrici	1.356	680	2.452.840	259.186	2.047.875
Geotermoelettrici	0	0	0	0	0
Eolici	479	74	76.760	89	76.108
Fotovoltaici	329.226	9.585	8.167.437	2.438.216	5.654.082
TOTALE	332.919	10.907	12.887.723	2.756.862	9.867.242

Tabella 3.A: Impianti di PG

In relazione alla fonte di energia utilizzata si nota che il 97,6% dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di PG è di origine rinnovabile¹² (figura 3.1) e, tra le fonti rinnovabili, la principale è la

¹² 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

fonte solare, la cui incidenza è aumentata dal 33,7% nel 2010 al 63,4% nel 2011; a seguire la fonte idrica (dal 45,1% nel 2010 al 17% nel 2011), le biomasse, i biogas e i bioliquidi (dal 15,4% del 2010 al 16,6% del 2011) e la fonte eolica che si mantiene su valori molto bassi (dallo 0,4% del 2010 allo 0,6% del 2011).

Si osserva un mix molto diverso da quello che caratterizza la GD ([figura 2.1](#)) e ancora più spostato verso la produzione da fonte solare e da biomasse, biogas e bioliquidi con una scarsa incidenza delle fonti non rinnovabili; il contributo da fonte idrica e da fonte eolica, in termini percentuali, è invece minore rispetto alla GD.

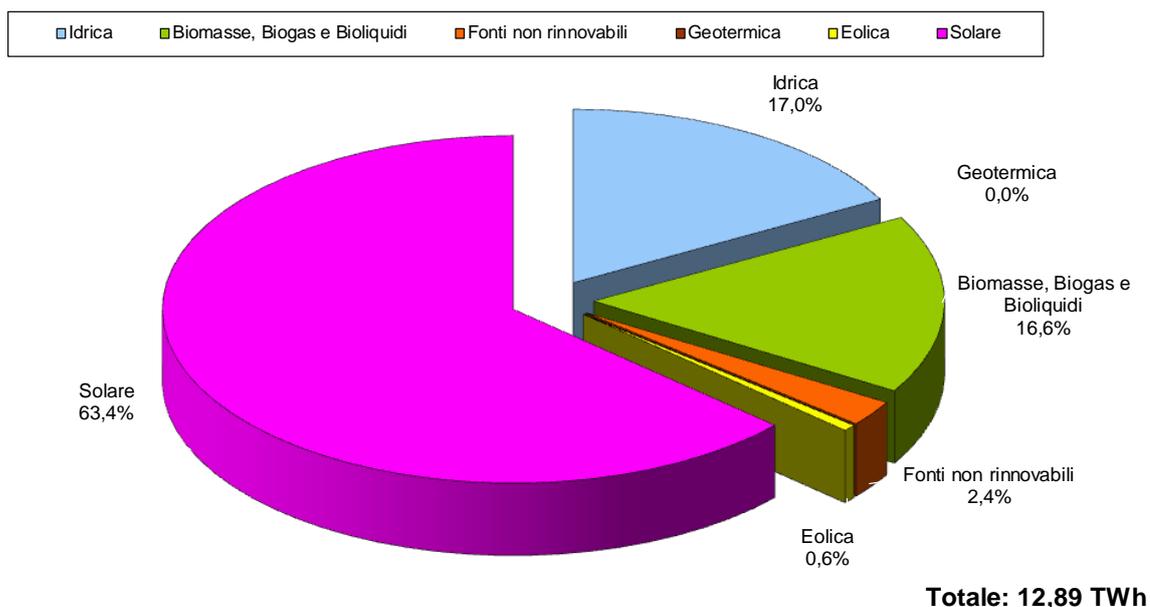


Figura 3.1: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della PG

Differenziando per tipologia di impianti in funzione delle fonti utilizzate ([figura 3.2](#)), si nota che il 97,5% dell'energia elettrica è stata prodotta da impianti alimentati esclusivamente da fonti rinnovabili, quindi lo 0,1% della produzione totale (differenza tra il valore derivante dalla [figura 3.1](#) e quello nella [figura 3.2](#)) è la quota imputabile alle fonti rinnovabili degli impianti ibridi.

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.

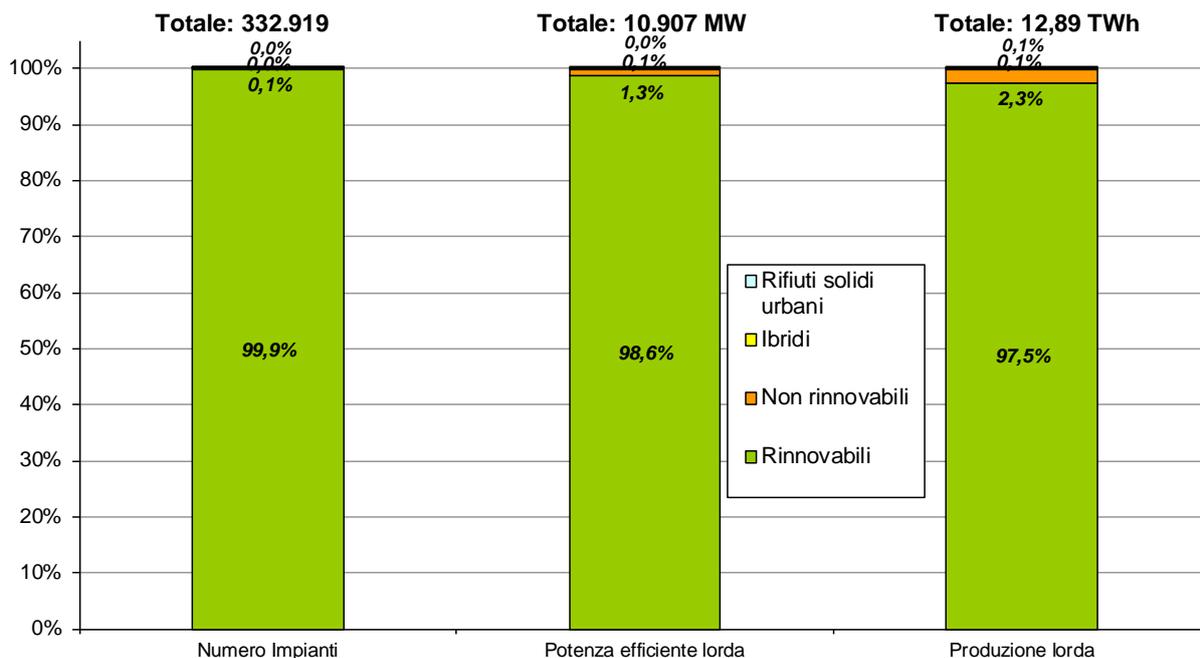


Figura 3.2: Impianti da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e impianti ibridi nella PG

Considerando la destinazione dell'energia elettrica prodotta, il 21,4% della produzione lorda di energia elettrica da impianti di PG è stato consumato in loco, il 76,6% di energia prodotta è stato immesso in rete e il restante 2% è stato utilizzato per l'alimentazione dei servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale).

In particolare, con riferimento alle singole tipologie impiantistiche utilizzate, si nota che, come evidenziato negli anni precedenti, la percentuale di energia elettrica prodotta e consumata in loco risulta essere prevalente nel caso di impianti termoelettrici (soprattutto quelli alimentati da fonti non rinnovabili), mentre la produzione da fonti rinnovabili, sia essa termoelettrica o no, presenta percentuali di consumo in loco molto basse (considerando tutte le tipologie impiantistiche che sfruttano fonti rinnovabili, mediamente pari al 17,4%), se non addirittura nulle per numerosi impianti, ad eccezione degli impianti fotovoltaici (tabella 3.A e figura 3.3).

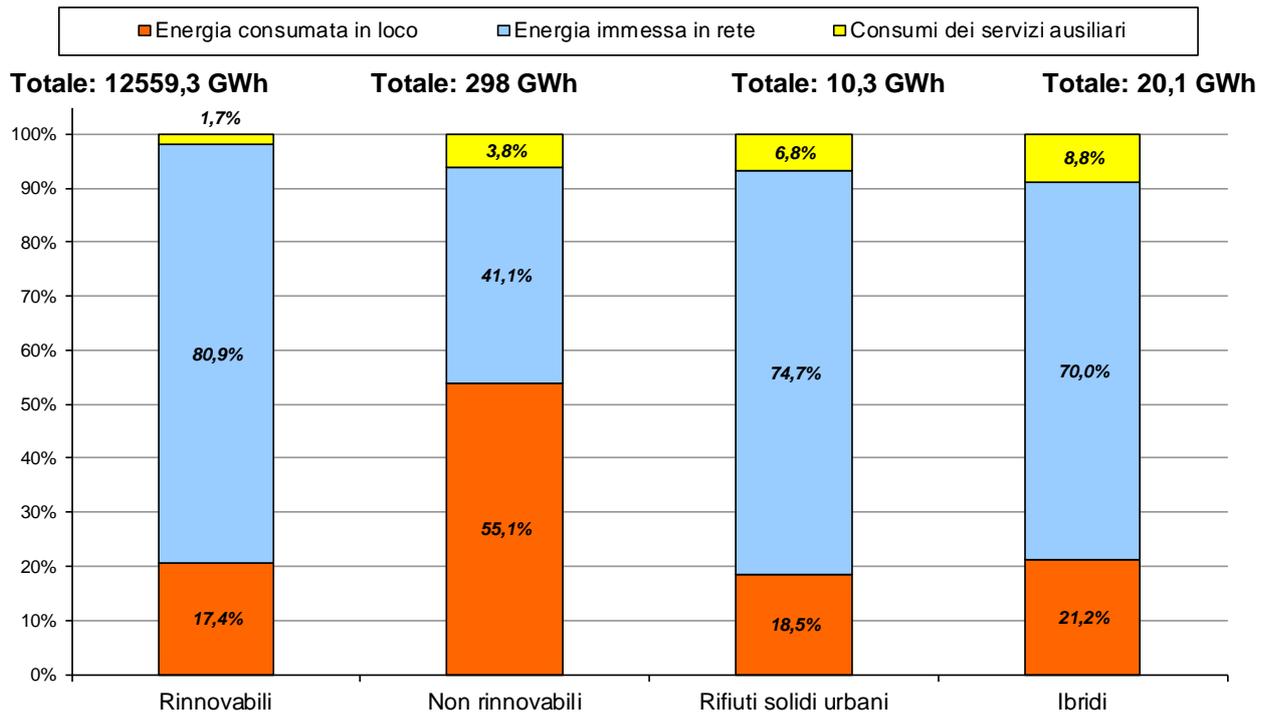


Figura 3.3: Ripartizione della produzione lorda da PG tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti urbani e per impianti ibridi)

Come già evidenziato nel capitolo 2, questo dato mette in luce in maniera chiara che le motivazioni e i criteri con i quali si sono sviluppate la GD e la PG in Italia fino al 2011 sono essenzialmente di soddisfare richieste locali di energia elettrica e/o calore (confrontando la [figura 3.4](#) con la [figura 2.5](#) si nota, nel caso della PG e come verificatosi negli anni precedenti, una distribuzione più equa degli impianti termoelettrici con sola produzione di energia elettrica e degli impianti termoelettrici in assetto cogenerativo), e sfruttare le risorse energetiche locali, generalmente di tipo rinnovabile.

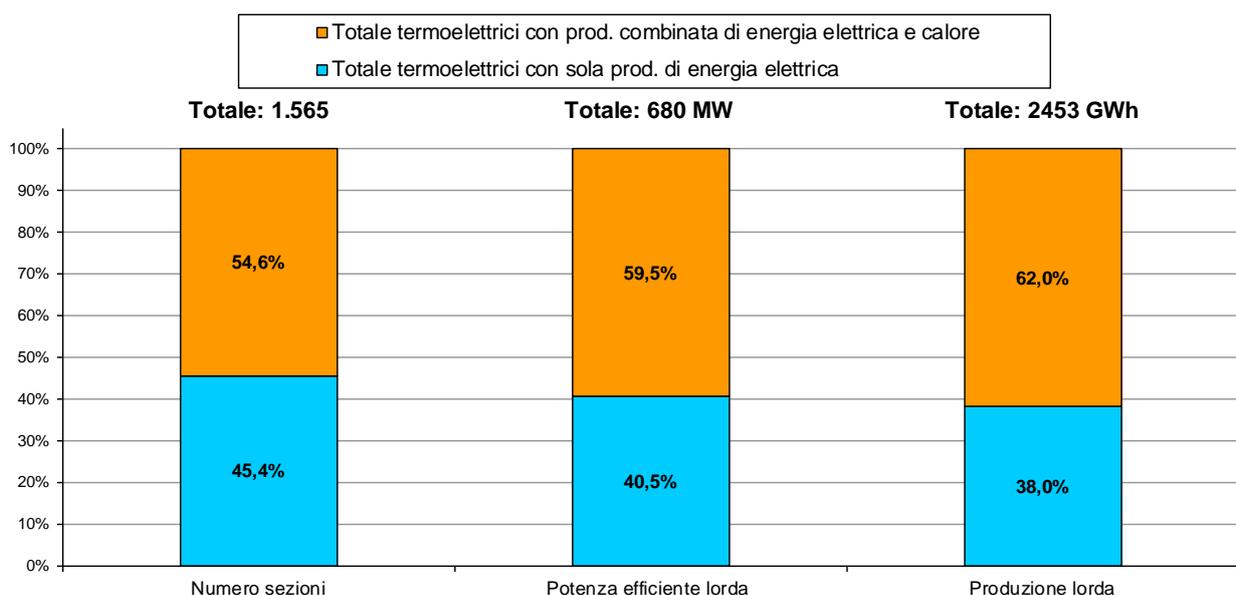


Figura 3.4: Impianti termoelettrici nell'ambito della PG

Di seguito si riportano i grafici che evidenziano la distribuzione degli impianti di PG in Italia in termini di potenza e di energia (figura 3.5) e degli impianti di PG alimentati da fonti rinnovabili in Italia in termini di potenza e di energia (figura 3.6). Sostanzialmente la distribuzione nelle singole regioni degli impianti di PG ricalca quanto verificato nel caso degli impianti di GD, tranne il caso evidente della Puglia nella quale si presenta una notevole installazione e produzione degli impianti di PG, soprattutto eolici e fotovoltaici (ulteriori informazioni sono riportate nei paragrafi 3.3 e 3.4).

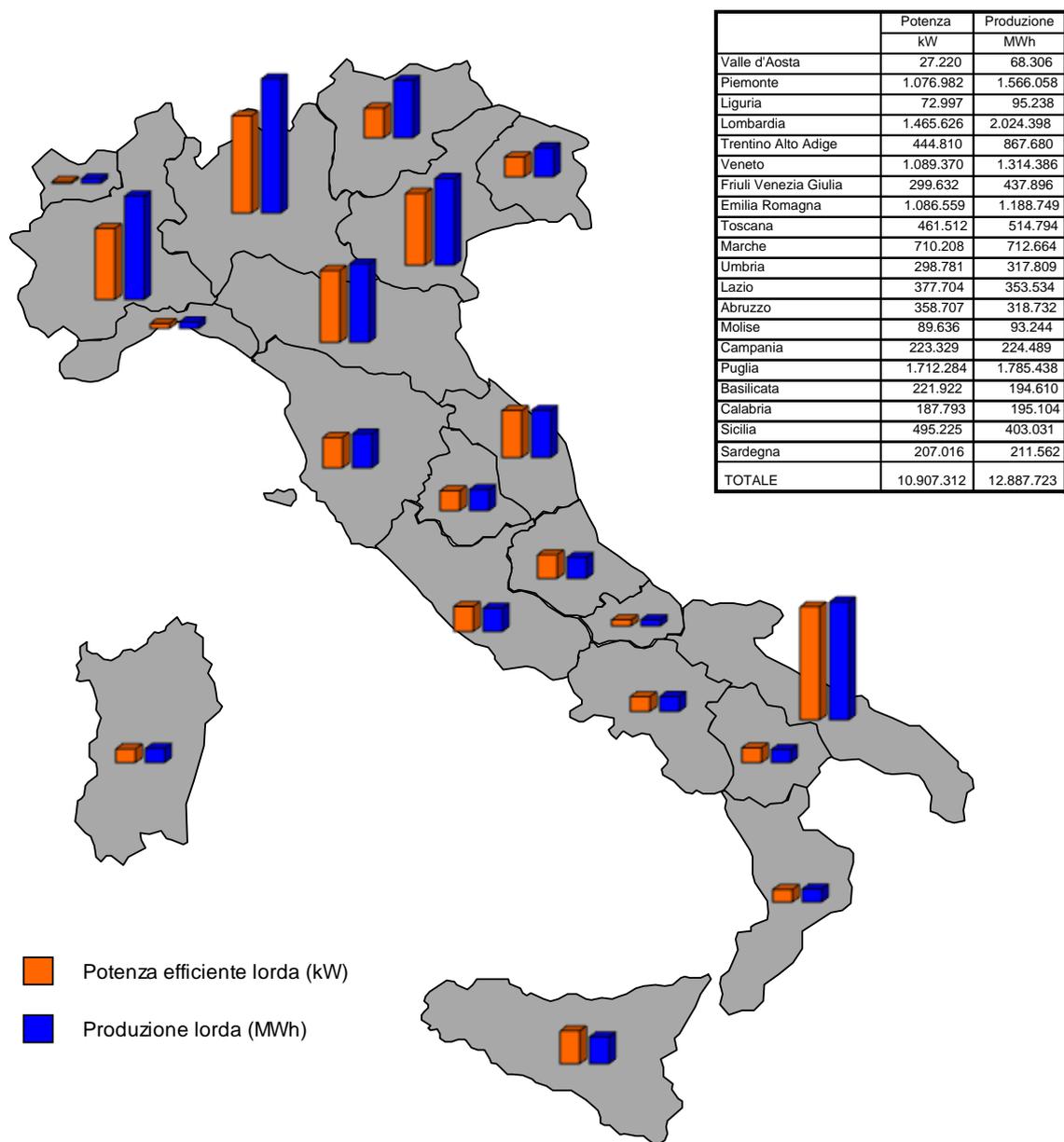


Figura 3.5: Dislocazione degli impianti di PG (Potenza efficiente lorda totale: 10.907 MW; Produzione lorda totale: 12.888 GWh)

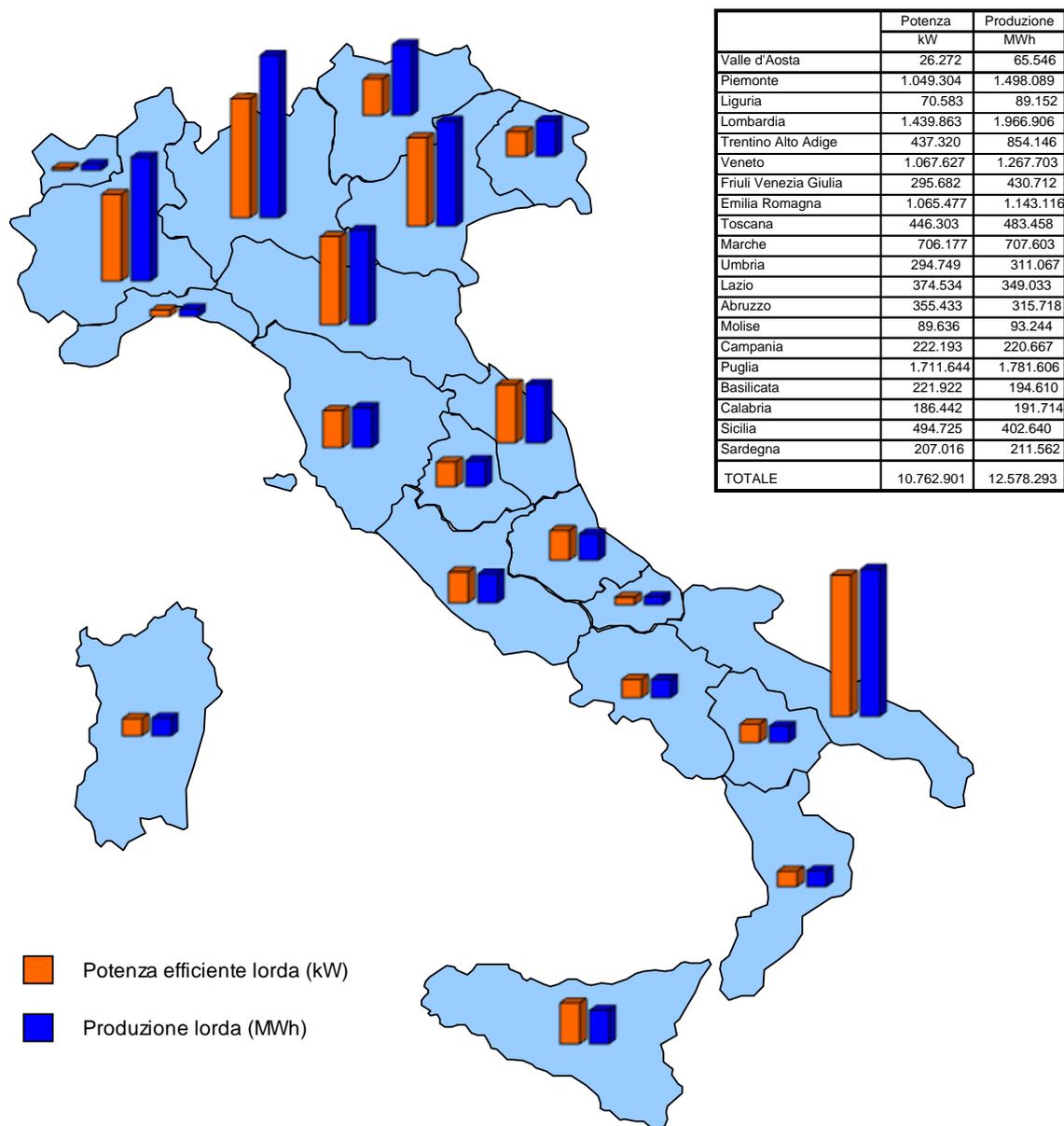


Figura 3.6¹³: Dislocazione degli impianti di PG alimentati da fonti rinnovabili (Potenza efficiente lorda totale: 10.763 MW; Produzione lorda totale: 12.578 GWh)

Infine la [figura 3.7](#) descrive, in termini di potenza efficiente lorda e di energia, la percentuale di penetrazione della PG rispetto al totale nazionale, confrontando i dati su base regionale.

¹³ Con riferimento a questa figura si è considerato:

- per potenza installata, la somma delle potenze degli impianti idroelettrici, termoelettrici alimentati da fonti rinnovabili, termoelettrici alimentati da rifiuti solidi urbani, termoelettrici ibridi, geotermoelettrici, eolici e fotovoltaici;
- per energia elettrica prodotta, la produzione degli impianti idroelettrici, la produzione degli impianti termoelettrici alimentati da fonti rinnovabili, la quota pari al 50% dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici alimentati da rifiuti solidi urbani, la quota pari al 50% dell'energia elettrica prodotta da sezioni di impianti termoelettrici alimentati da rifiuti solidi urbani e la produzione da fonti rinnovabili delle sezioni alimentate da fonti rinnovabili dei medesimi impianti, la parte imputabile a fonti rinnovabili degli impianti termoelettrici ibridi, la produzione degli impianti geotermoelettrici, la produzione degli impianti eolici e la produzione degli impianti fotovoltaici.

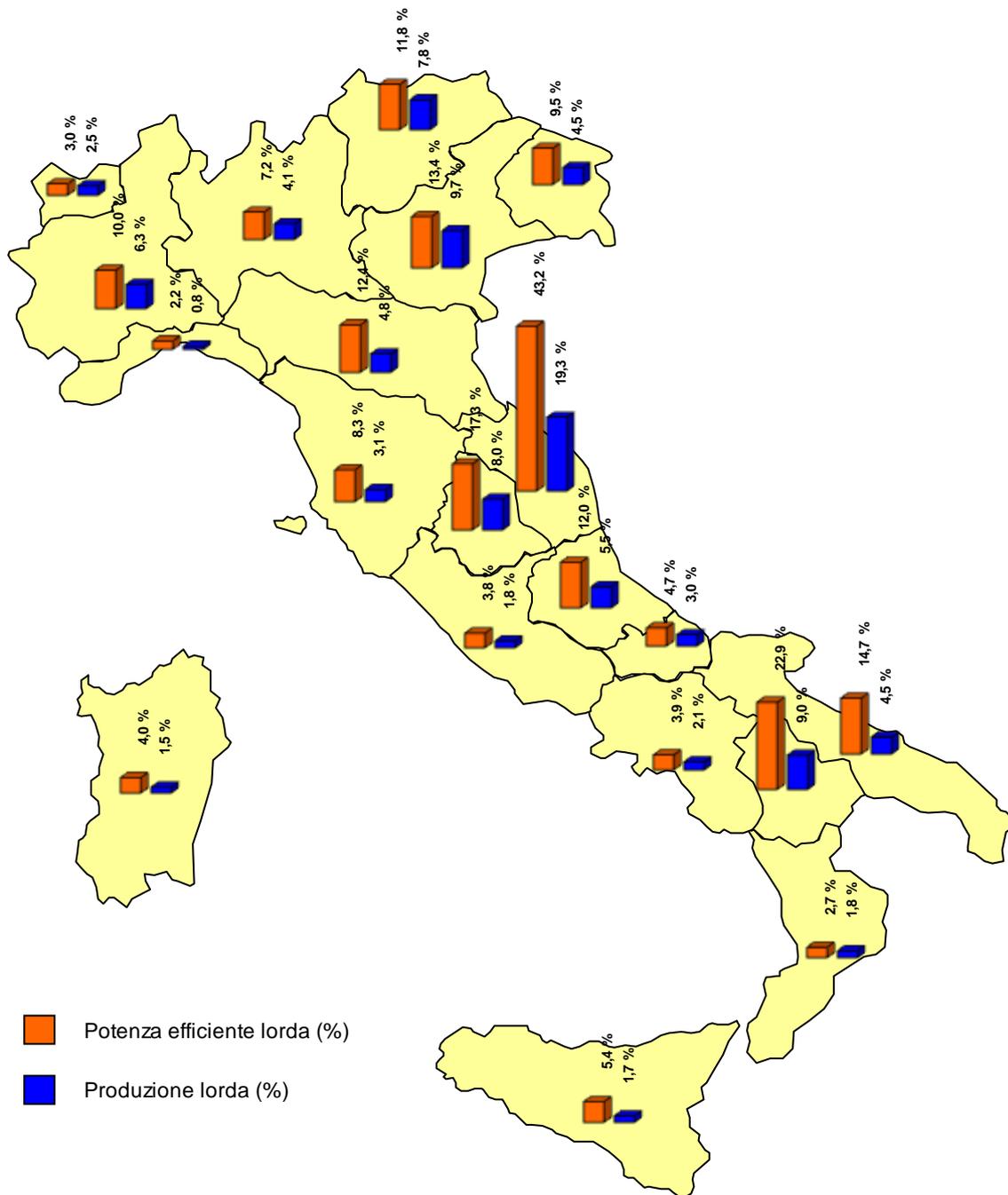


Figura 3.7: Penetrazione della PG in termini di potenza e di produzione rispetto al totale regionale

3.2 Gli impianti idroelettrici nell'ambito della piccola generazione

Nel 2010 la fonte idrica ha rappresentato la prima fonte di energia per la produzione di energia elettrica nell'ambito della PG e della GD, mentre nel 2011, come già evidenziato per la GD, il contributo della produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici rispetto al totale della PG si è ridotto notevolmente in termini percentuali, dal 45,6% del 2010 al 17% del 2011; in termini assoluti si è ridotto da 2.245 GWh prodotti nel 2010 a 2.191 GWh nel 2011, pur aumentando il numero di impianti installati (1.858 nel 2011 contro i 1.736 nel 2010) e la potenza installata (568 MW nel 2011 rispetto ai 526 MW nel 2010).

Analizzando la [figura 3.8](#) si evidenzia che, nell'ambito della PG, l'incidenza degli impianti ad acqua fluente risulta ancora maggiore rispetto a quanto riscontrato nell'analisi dell'idroelettrico nella GD. Infatti circa il 97,6% degli impianti sono ad acqua fluente (1.820 impianti), mentre il 2,4% degli impianti idroelettrici rientrano nelle restanti tipologie impiantistiche (20 impianti a bacino e 18 impianti a serbatoio). Inoltre, con riferimento alle taglie impiantistiche maggiormente utilizzate, la maggior parte degli impianti ad acqua fluente è concentrata sotto i 400 kW.

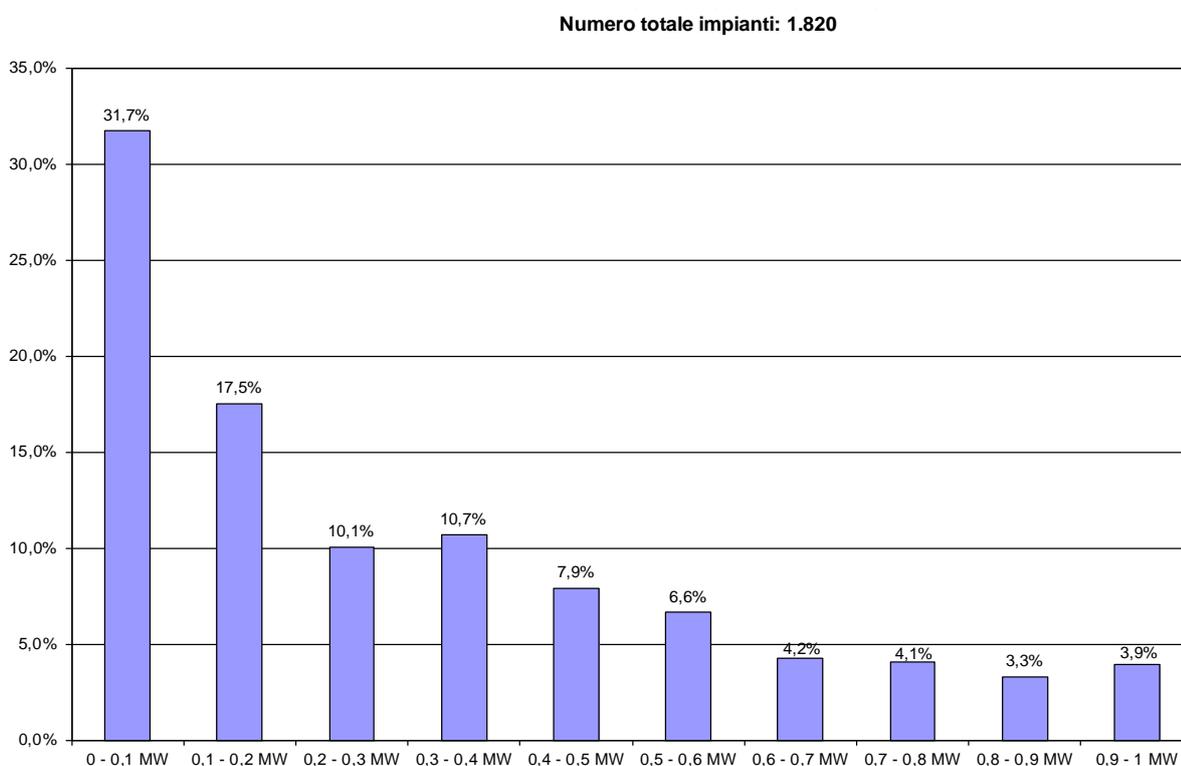


Figura 3.8: Distribuzione degli impianti idroelettrici ad acqua fluente tra le varie classi di potenza nell'ambito della PG

Passando ad analizzare la distribuzione sul territorio nazionale si nota che, come già evidenziato nel caso della GD, nel nord Italia è localizzata la maggior parte degli impianti e la maggior parte della potenza efficiente lorda installata, con una conseguente percentuale elevata della produzione nazionale da idroelettrico fino a 1 MW. Questa produzione nel nord è essenzialmente dovuta, come evidenziato prima, ad impianti ad acqua fluente ed è fortemente concentrata lungo l'arco alpino. Spostandosi dalle Alpi verso sud si assiste ad una netta riduzione della potenza installata e della produzione idroelettrica, in coerenza con la netta diminuzione della disponibilità di corsi d'acqua ([figura 3.9](#)).

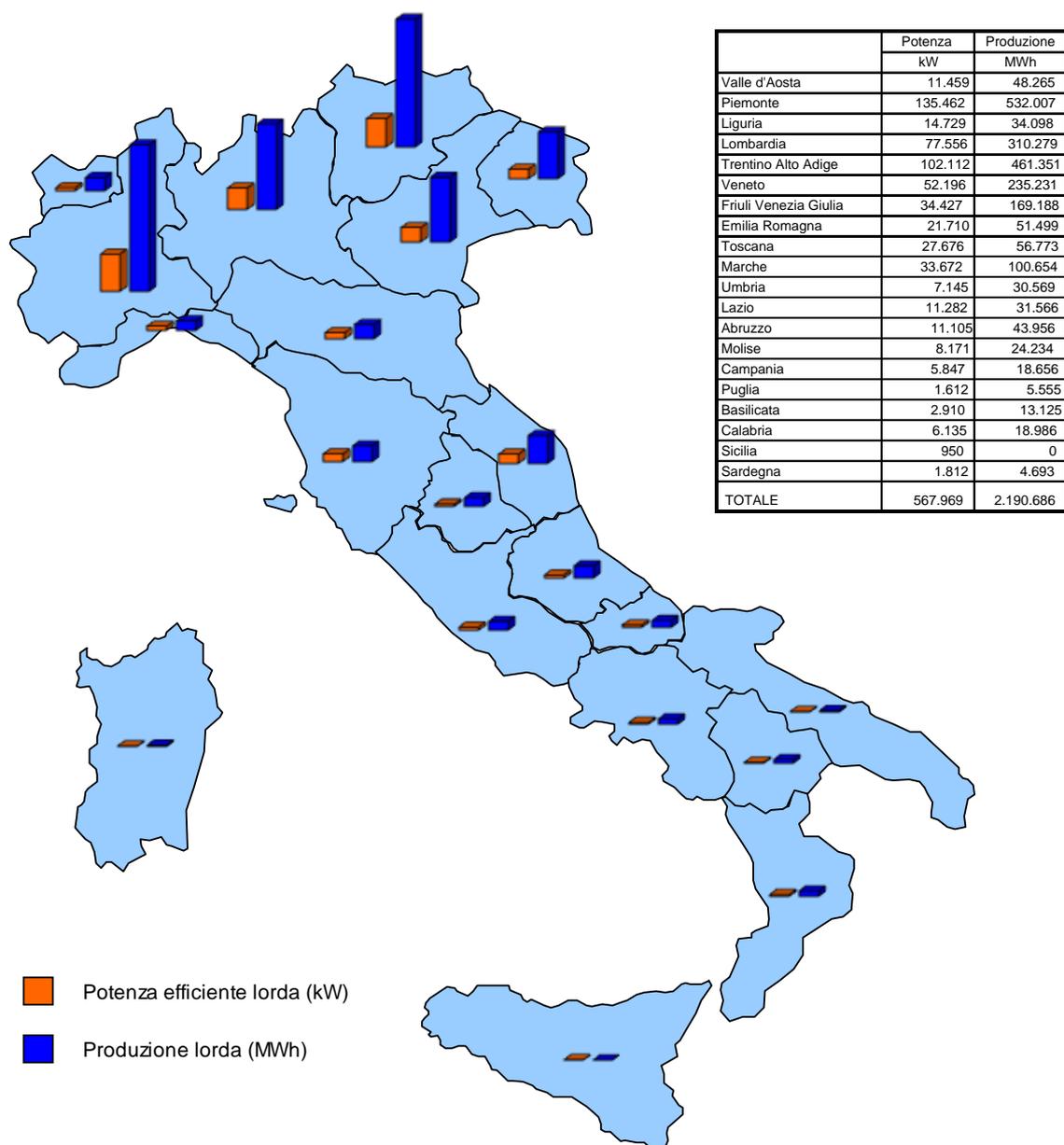


Figura 3.9: Dislocazione degli impianti idroelettrici di PG (Potenza efficiente lorda totale: 568 MW; Produzione lorda totale: 2.191 GWh)

3.3 Gli impianti eolici nell'ambito della piccola generazione

Con riferimento agli impianti eolici vale quanto già detto nel paragrafo 2.3 relativo alla GD; in particolare si nota che il numero degli impianti eolici fino a 1 MW è l'81,6% del totale eolico da GD, la potenza eolica installata in PG è il 13,7% di quella installata in GD e la produzione circa il 9,5% della produzione lorda da eolico sotto i 10 MVA; tali dati dimostrano che gli impianti eolici di PG, seppur molto numerosi rispetto al totale degli impianti eolici da GD, sono di taglie molto piccole e conseguentemente la loro produzione è molto limitata rispetto agli impianti eolici di GD di potenza superiore a 1 MW.

La figura 3.10 mostra la distribuzione regionale degli impianti eolici di PG in termini di potenza installata e di produzione lorda di energia elettrica. Si nota che la Puglia, con i suoi 177 impianti eolici rispetto ai 479 della PG, ha una potenza media installata per impianto pari a circa 260 kW a

fronte di una potenza media installata nelle altre regioni di Italia pari a circa 90 kW; pertanto risulta essere la regione con la maggiore potenza installata e conseguentemente la maggiore produzione di energia elettrica da impianti eolici di PG.

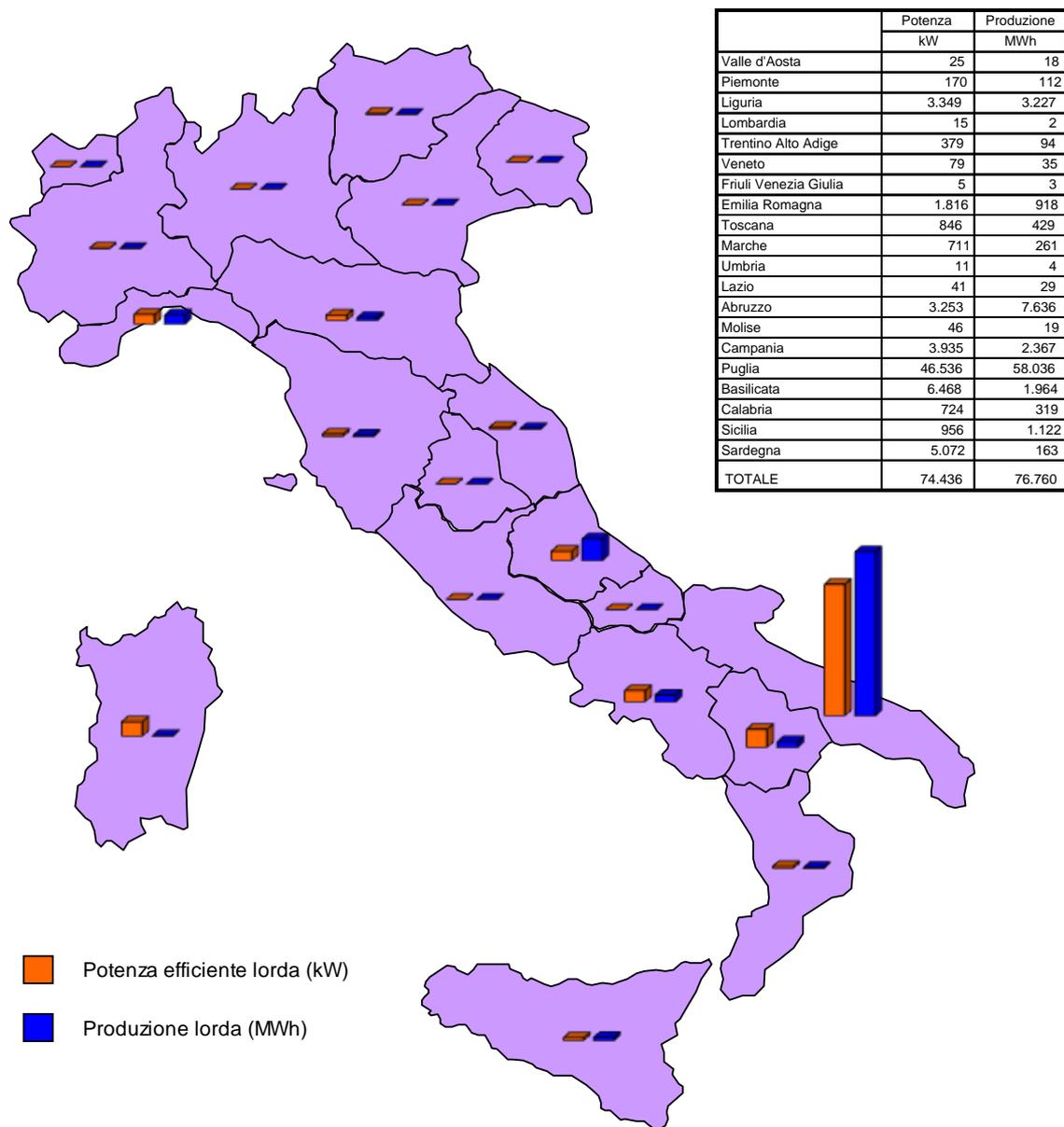


Figura 3.10: Dislocazione degli impianti eolici di PG (Potenza efficiente lorda totale: 74 MW; Produzione lorda totale: 77 GWh)

3.4 Gli impianti fotovoltaici nell'ambito della piccola generazione

L'analisi dei dati relativi agli impianti fotovoltaici di PG evidenzia, come rilevato anche per la GD, una crescita esponenziale del numero di impianti fotovoltaici installati nel 2011, pari a circa il doppio del numero degli impianti installati nell'anno precedente, dai 155.759 impianti in esercizio nel 2010 ai 329.226 nel 2011; in maniera rilevante è aumentata sia la potenza installata (da

2.745 MW nel 2010 a 9.585 MW nel 2011) che l'energia elettrica prodotta (da 1.680 GWh nel 2010 a 8.167 GWh nel 2011).

Nella tabella 3.B sono riportati i dati, con dettaglio regionale, del numero di impianti, della potenza efficiente lorda, della produzione lorda di energia elettrica e della produzione netta di energia elettrica, distinta tra la quota consumata in loco e la quota immessa in rete¹⁴, mentre nella figura 3.11 è rappresentata la distribuzione regionale della potenza efficiente lorda, della produzione netta consumata in loco e della produzione netta immessa in rete.

Analizzando i dati relativi al rapporto tra la quantità di energia elettrica consumata in loco e la quantità di energia elettrica prodotta, si nota un andamento simile a quello rilevato nell'ambito della GD; in particolare, nel 2011, solo il 29,9% dell'energia elettrica complessivamente prodotta da impianti di PG è stata consumata in loco (23,6% nel caso della GD), mentre nel 2010 tale rapporto si attestava al 40,4% (38% nel caso della GD). Da ciò appare evidente, come già detto nell'ambito della GD, che numerosi impianti fotovoltaici sono stati realizzati per immettere la propria produzione e non per soddisfare i consumi in loco. Considerando tale rapporto per le singole regioni, si evince, a differenza di quanto verificato nella GD, un maggior numero di regioni che superano il valore medio nazionale del 29,9%, in prevalenza nel nord Italia, con il picco nella Valle d'Aosta (in cui tale rapporto è pari al 67%), mentre alcune regioni del centro e del sud Italia hanno valori inferiori al dato nazionale, con il valore più basso, come già verificato per la GD, nella Puglia pari al 9,3% (proprio in Puglia, infatti, sono stati realizzati molti impianti fotovoltaici a terra). Dai dati sopra descritti si nota, con più evidenza rispetto all'anno 2010, che in alcune regioni del nord e del centro-nord l'installazione degli impianti fotovoltaici avviene frequentemente con l'obiettivo di consumare in loco una parte rilevante dell'energia elettrica prodotta (verosimilmente con l'installazione di impianti fotovoltaici di potenza prossima a quella necessaria ai consumi), mentre in alcune regioni del centro-sud e del sud Italia l'installazione degli impianti fotovoltaici avviene più spesso con l'obiettivo di immettere in rete una quota rilevante dell'energia elettrica prodotta, anche tramite impianti fotovoltaici di taglia medio-grande. Ciò appare evidente anche dall'analisi delle taglie medie per impianto, che risultano minori nelle regioni del nord e maggiori nelle regioni del sud.

Analizzando gli impianti fotovoltaici di MG si riscontra che circa il 91,3% degli impianti fotovoltaici di GD rientrano nella MG (301.502 impianti), per una potenza installata pari a circa il 17,9% (2.199 MW) dell'intera potenza di GD fotovoltaica e una produzione pari al 20,4% (2.107 GWh) del totale della produzione GD fotovoltaica; questi dati dimostrano, anche per il 2011, che lo sviluppo predominante degli impianti fotovoltaici, in termini di numerosità, è nel *range* di potenza inferiore a 50 kW, per installazioni prevalentemente nei pressi di siti di consumo per soddisfare parte dei consumi con la produzione da fonte solare, anche se con produzione contenuta. Non è così in termini di potenza e di produzione, per cui valgono le considerazioni sopra esposte.

¹⁴ Per un maggiore dettaglio relativo agli impianti incentivati in "conto energia" si rimanda ai dati statistici pubblicati dal GSE sul proprio sito internet all'indirizzo www.gse.it/it/Conto%20Energia/Risultati%20incentivazione/Pages/default.aspx. Si evidenzia che potrebbero presentarsi delle differenze tra i dati riportati nel presente monitoraggio e quelli pubblicati dal GSE per possibili aggiornamenti successivi dei dati.

Regione	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Produzione lorda (kWh)	Produzione netta (kWh)	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Valle d'Aosta	1.118	13.933	11.126.941	7.500.418	3.598.634
Piemonte	24.001	848.846	653.416.507	185.251.987	462.252.543
Liguria	3.209	49.422	39.703.880	20.334.972	19.144.789
Lombardia	48.635	1.212.216	907.314.955	420.690.336	480.075.029
Trentino Alto Adige	14.966	296.334	274.949.200	116.089.085	157.536.408
Veneto	44.944	941.289	725.675.417	329.816.522	390.966.574
Friuli Venezia Giulia	17.275	243.681	208.639.747	121.086.968	86.328.509
Emilia Romagna	30.872	971.045	840.938.533	245.046.829	588.219.093
Toscana	17.451	398.099	363.822.226	133.205.777	227.488.004
Marche	11.997	656.748	540.970.380	83.612.429	451.279.903
Umbria	7.987	275.401	242.413.006	54.456.543	185.409.578
Lazio	17.835	350.014	291.465.790	115.129.949	174.617.084
Abruzzo	7.694	334.528	252.230.440	56.616.322	193.152.806
Molise	1.594	79.286	56.243.756	13.373.496	42.312.122
Campania	10.023	201.986	173.440.709	72.944.001	99.508.264
Puglia	22.834	1.649.424	1.662.681.393	155.408.682	1.484.020.428
Basilicata	3.712	211.903	178.038.464	22.374.693	153.752.313
Calabria	8.744	173.343	150.474.288	54.173.577	95.359.654
Sicilia	19.768	481.236	394.184.136	129.397.105	261.936.409
Sardegna	14.567	196.633	199.707.241	101.706.587	97.124.169
TOTALE	329.226	9.585.366	8.167.437.009	2.438.216.278	5.654.082.314

Tabella 3.B: Dislocazione degli impianti fotovoltaici di PG

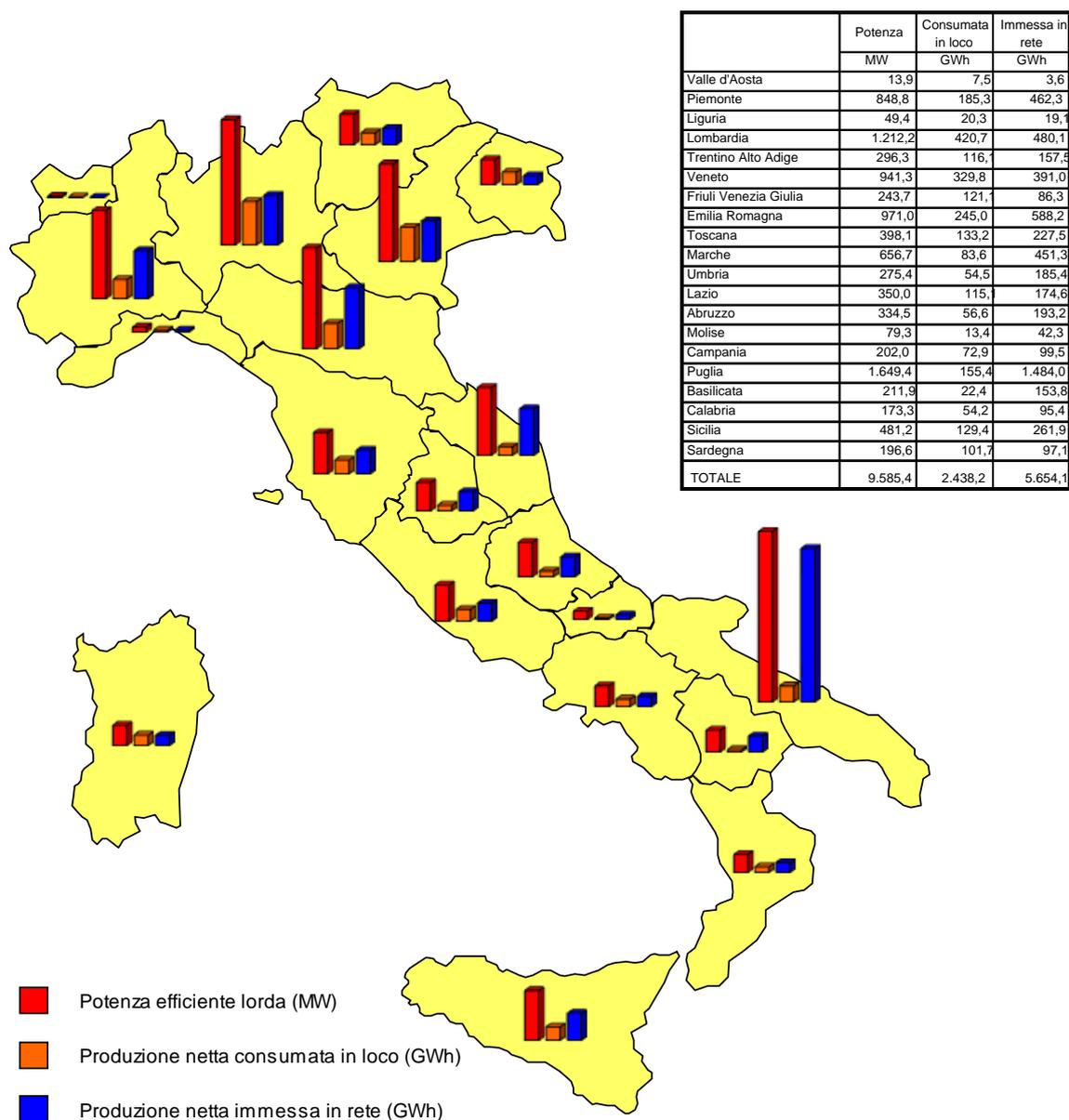


Figura 3.11: Dislocazione degli impianti fotovoltaici di PG (Potenza efficiente lorda totale: 9.585 MW; Produzione netta totale consumata in loco: 2.438 GWh; Produzione netta totale immessa in rete: 5.654 GWh)

3.5 Gli impianti termoelettrici nell'ambito della piccola generazione

La produzione termoelettrica italiana, nell'ambito della PG, è risultata essere pari a 2.453 GWh (nel 2010 la produzione termoelettrica da PG è stata 1.035 GWh) con 1.356 impianti in esercizio per 1.565 sezioni (nel 2010 erano installati 622 impianti per 739 sezioni) e una potenza efficiente lorda totale pari a 680 MW (la potenza termoelettrica da PG installata nel 2010 era pari a 306 MW). I 1.356 impianti, differenziando per tipologia di combustibile, sono distribuiti nel seguente modo: 902 impianti (per una potenza pari a poco più di 525 MW) sono alimentati da biomasse, biogas o bioliquidi, 8 impianti (per una potenza pari a circa 4 MW) sono alimentati da rifiuti solidi urbani, 439 impianti (per una potenza pari a poco più di 144 MW) sono alimentati da fonti non rinnovabili e 7 impianti (per una potenza pari a circa 6 MW) sono ibridi.

Analizzando la distribuzione degli impianti sul territorio nazionale si nota che, analogamente a quanto evidenziato nella GD, esiste una stretta corrispondenza fra la potenza installata e l'industrializzazione regionale: infatti nelle regioni del nord Italia e del centro-nord (soprattutto Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia Romagna) è localizzata la maggior parte della potenza installata e nelle medesime regioni si riscontra la maggiore produzione di energia elettrica con impianti termoelettrici (figura 3.12).

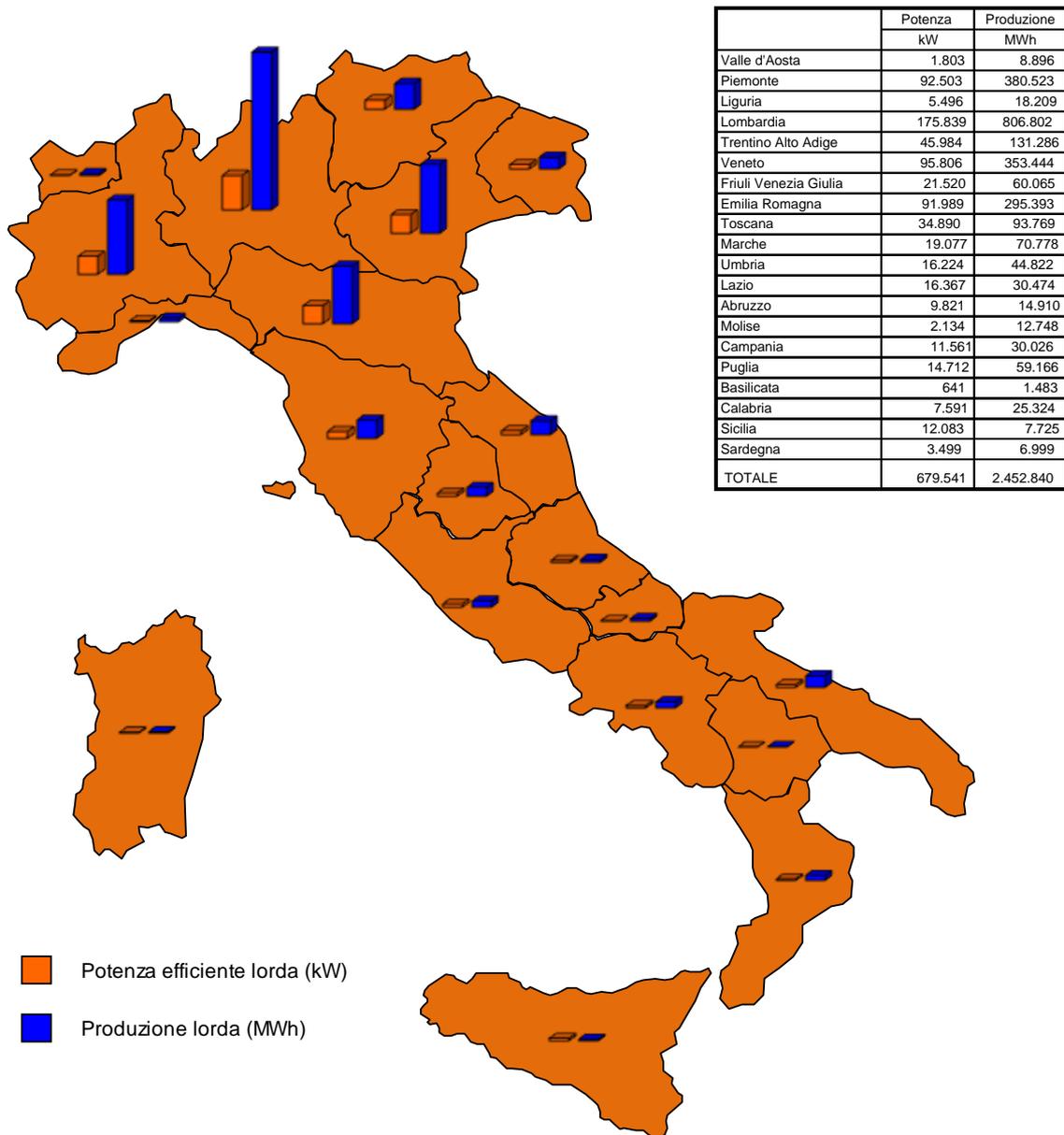


Figura 3.12: Dislocazione degli impianti termoelettrici di PG (Potenza efficiente lorda totale: 680 MW; Produzione lorda totale: 2.453 GWh)

Considerando le fonti di energia primaria utilizzate per la produzione di energia elettrica (figura 3.13) si può osservare che, dei complessivi 2.453 GWh lordi prodotti dal termoelettrico da PG, l'87,3% è prodotto da fonti rinnovabili, mentre la maggior parte della rimanente produzione (12,7%) è ottenuto mediante l'utilizzo di gas naturale (11,6%); un mix di fonti primarie, come verificato anche negli anni precedenti, diverso da quello che caratterizza la produzione

termoelettrica da GD in Italia con un maggiore contributo derivante dalle fonti rinnovabili (figura 2.22).

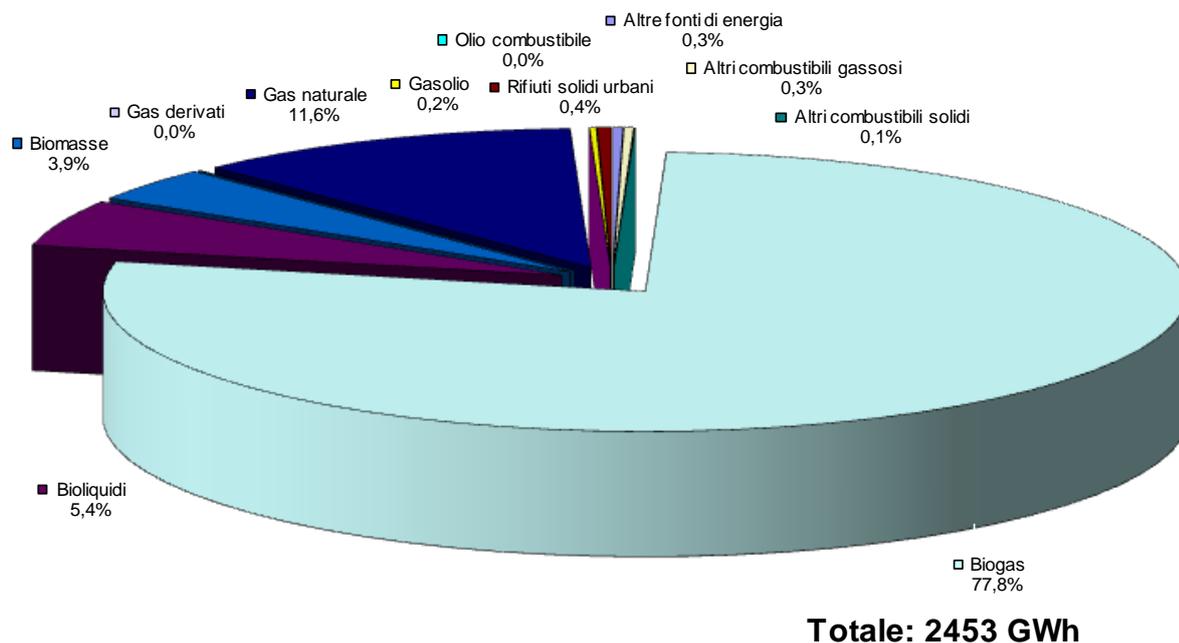


Figura 3.13¹⁵: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della PG termoelettrica

Si osservano differenze anche analizzando il mix di fonti primarie utilizzato nell'ambito della PG nel caso di impianti per la sola produzione di energia elettrica e di impianti per la produzione combinata di energia elettrica e calore. Infatti, mentre nel caso di sola produzione di energia elettrica (figura 3.14) il 96,7% della produzione lorda è ottenuto tramite l'utilizzo di combustibili rinnovabili (per la maggior parte biogas), nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore (figura 3.15) l'apporto delle fonti rinnovabili è più limitato seppur si attesti su valori considerevoli (81,7%, di cui principalmente biogas); il gas naturale viene utilizzato per produrre il 17,6% del totale da impianti termoelettrici di PG per la produzione combinata di energia elettrica e calore. Confrontando con gli anni precedenti si nota che negli ultimi anni, mentre la ripartizione dei combustibili utilizzati per la sola produzione di energia elettrica è rimasta pressoché costante, nel caso della produzione combinata di energia elettrica e calore è diminuita la percentuale di utilizzo del gas naturale a favore dell'utilizzo di biogas.

Si possono quindi presentare considerazioni analoghe a quelle fatte in riferimento al diverso mix tra sola produzione di energia elettrica e produzione combinata nell'ambito della GD. Inoltre confrontando i dati relativi alla GD e alla PG con riferimento alle fonti utilizzate nella produzione termoelettrica per la sola produzione di energia elettrica e quelli relativi alla produzione combinata di energia elettrica e calore, si nota che per gli impianti di PG si ha un più consistente utilizzo di

¹⁵ Nelle figure riportate nel presente paragrafo con il termine "altri combustibili gassosi" si intendono i combustibili fossili gassosi non meglio identificati e il gas di petrolio liquefatto, con il termine "altri combustibili solidi" si intendono i combustibili fossili solidi non meglio identificati, 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 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 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 PG sono esplicitati nelle tabelle in Appendice.

combustibili rinnovabili rispetto agli impianti di GD (in particolare nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore).

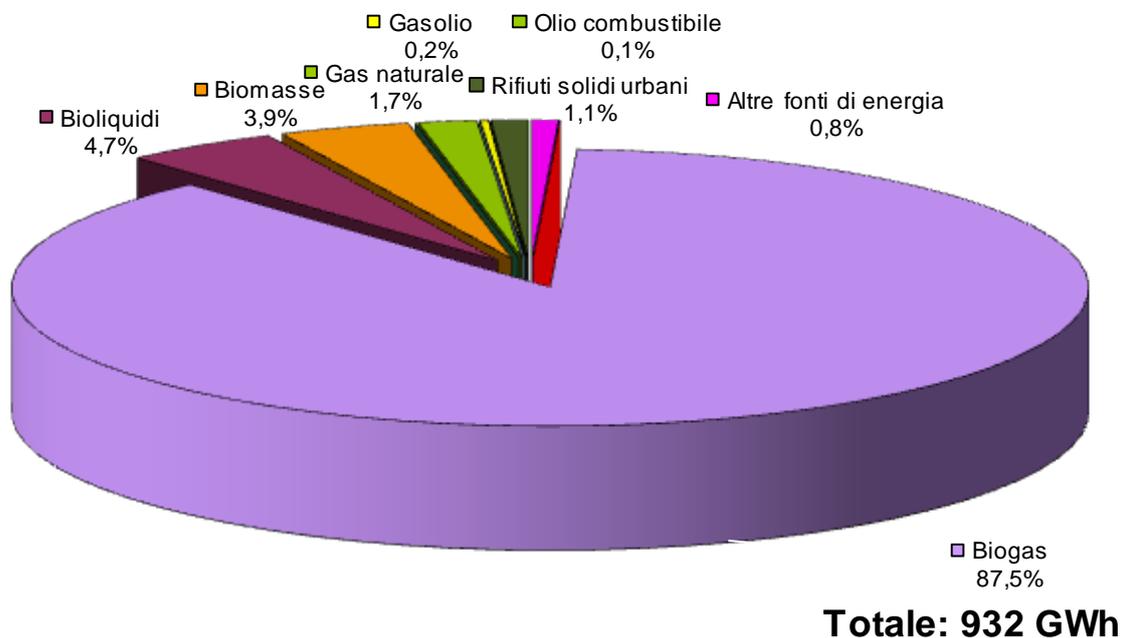


Figura 3.14¹⁵: *Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della PG termoelettrica per la sola produzione di energia elettrica*

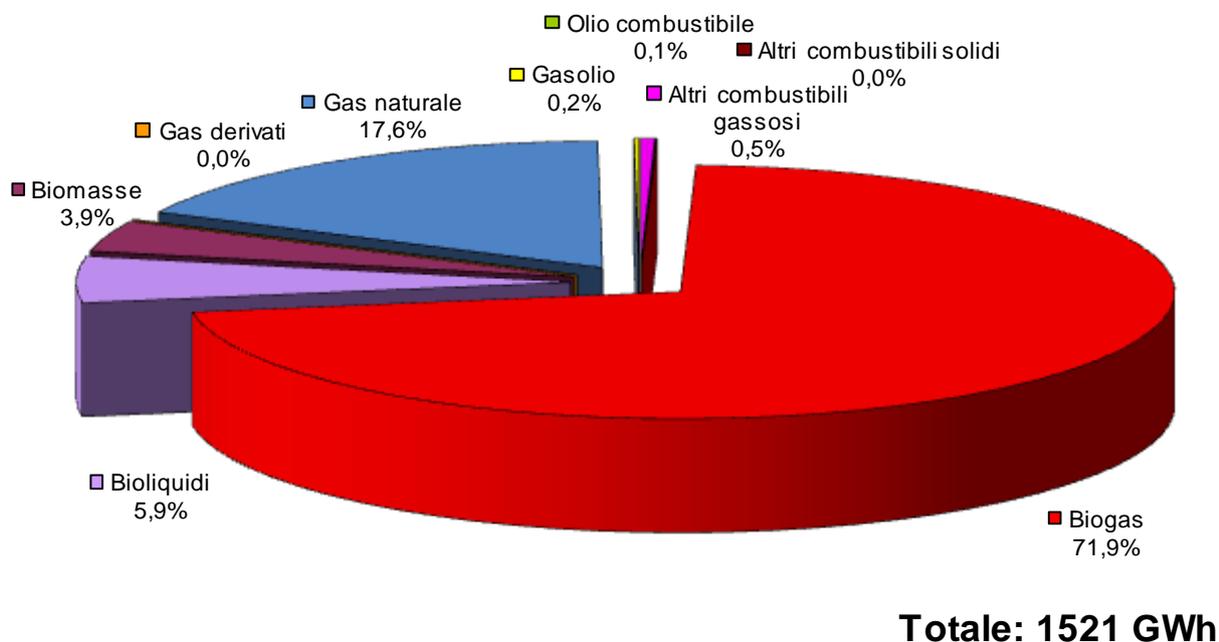


Figura 3.15¹⁵: *Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della PG termoelettrica per la produzione combinata di energia elettrica e calore*

Con riferimento al rapporto fra la produzione consumata in loco e quella immessa in rete, nel termoelettrico da PG si registra un consumo in loco dell'energia prodotta pari al 10,6% dell'intera

produzione termoelettrica lorda (figura 3.16), mentre nel 2010 tale rapporto era pari al 21,5%; considerando gli impianti termoelettrici destinati alla sola produzione di energia elettrica il consumo in loco dell'energia elettrica prodotta è pari a circa il 5% (8,8% nel 2010), mentre gli impianti termoelettrici destinati alla produzione combinata di energia elettrica e termica consumano in loco una percentuale maggiore dell'energia elettrica prodotta (14% nel 2011 e 32,8% nel 2010). Confrontando con gli anni precedenti la destinazione dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici di PG, si nota che è diminuita la percentuale di energia elettrica consumata in loco; tale diminuzione può essere imputata all'aumento dell'utilizzo di fonti rinnovabili, a conferma del fatto che uno dei motivi dello sviluppo degli impianti di piccola taglia distribuiti sul territorio è l'utilizzo delle fonti rinnovabili diffuse sul territorio non altrimenti sfruttabili.

Analogamente a quanto detto sopra e negli anni precedenti, facendo un confronto sul complessivo parco termoelettrico, si nota che, nel caso della PG, la percentuale di energia elettrica consumata in loco diminuisce rispetto a quella registrata nell'ambito della GD e al tempo stesso la percentuale di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è maggiore rispetto alla GD.

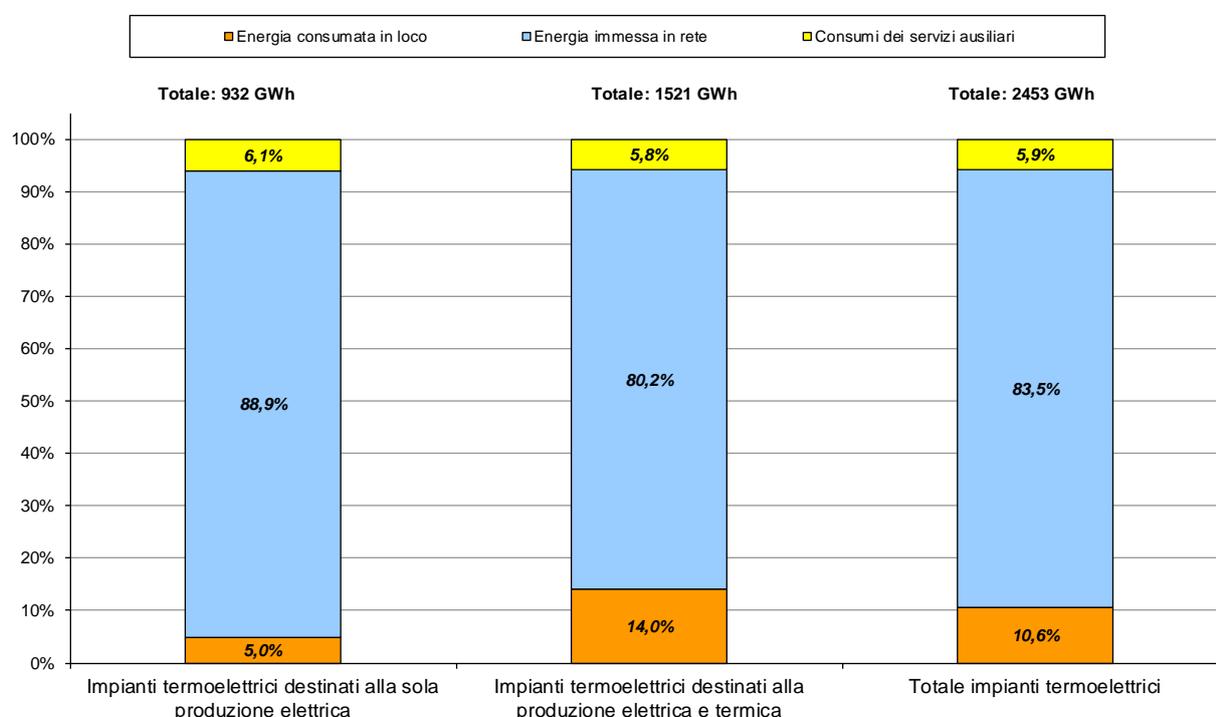


Figura 3.16: Ripartizione della produzione da impianti termoelettrici tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata nell'ambito della PG

Concentrandosi sull'analisi della tipologia di motori primi utilizzati risulta evidente, come verificato anche negli anni precedenti, che quasi la totalità degli impianti termoelettrici di potenza fino a 1 MW utilizzano motori a combustione interna; sia nel caso di impianti termoelettrici di PG per la sola produzione di energia elettrica che nel caso di impianti in assetto cogenerativo è presente una ridotta percentuale di turbine a vapore e di turbine a gas. Le figure seguenti (figura 3.17 e figura 3.18) riassumono, in percentuali, la ripartizione del numero di sezioni, della potenza efficiente lorda e della produzione lorda per le varie tipologie impiantistiche, suddividendo gli impianti termoelettrici in impianti che producono solo energia elettrica e impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore; si può notare che anche nel 2011 esiste una differenza tra la diffusione delle tipologie impiantistiche nell'ambito più generale della GD (figura 2.31 e figura 2.32) e quella

riscontrabile nell'ambito della PG termoelettrica, dove sono presenti quasi esclusivamente motori a combustione interna.

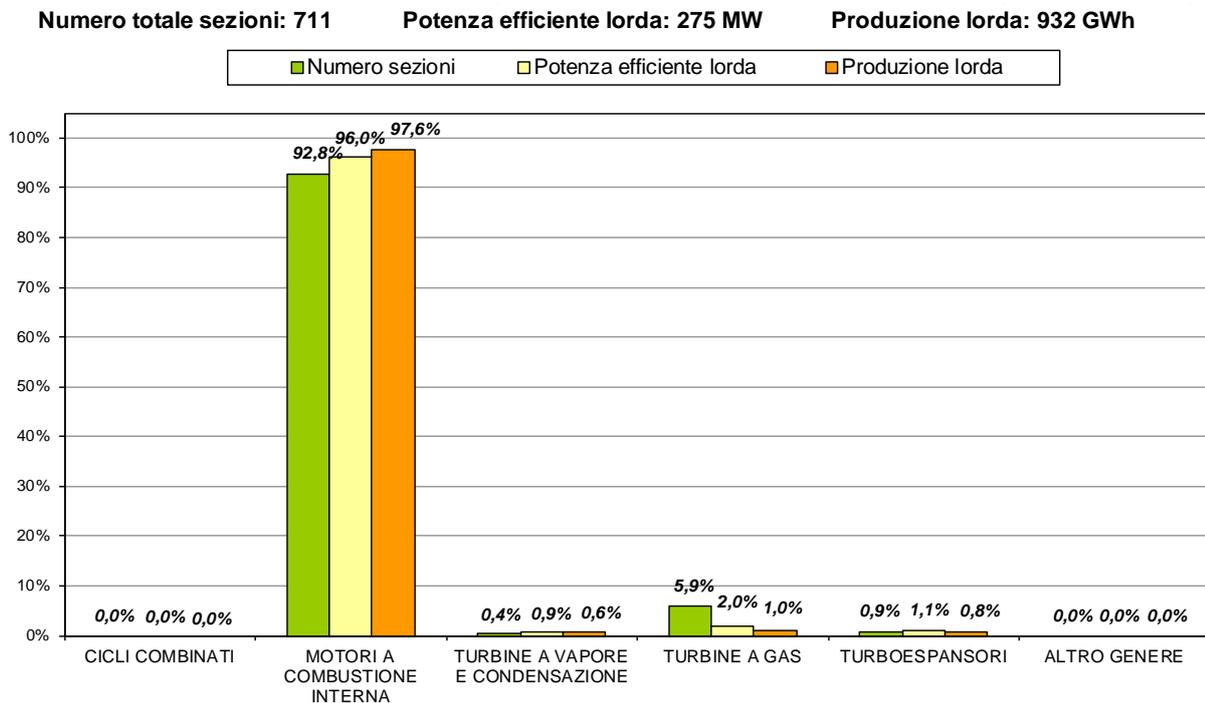


Figura 3.17: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la sola produzione di energia elettrica nell'ambito della PG

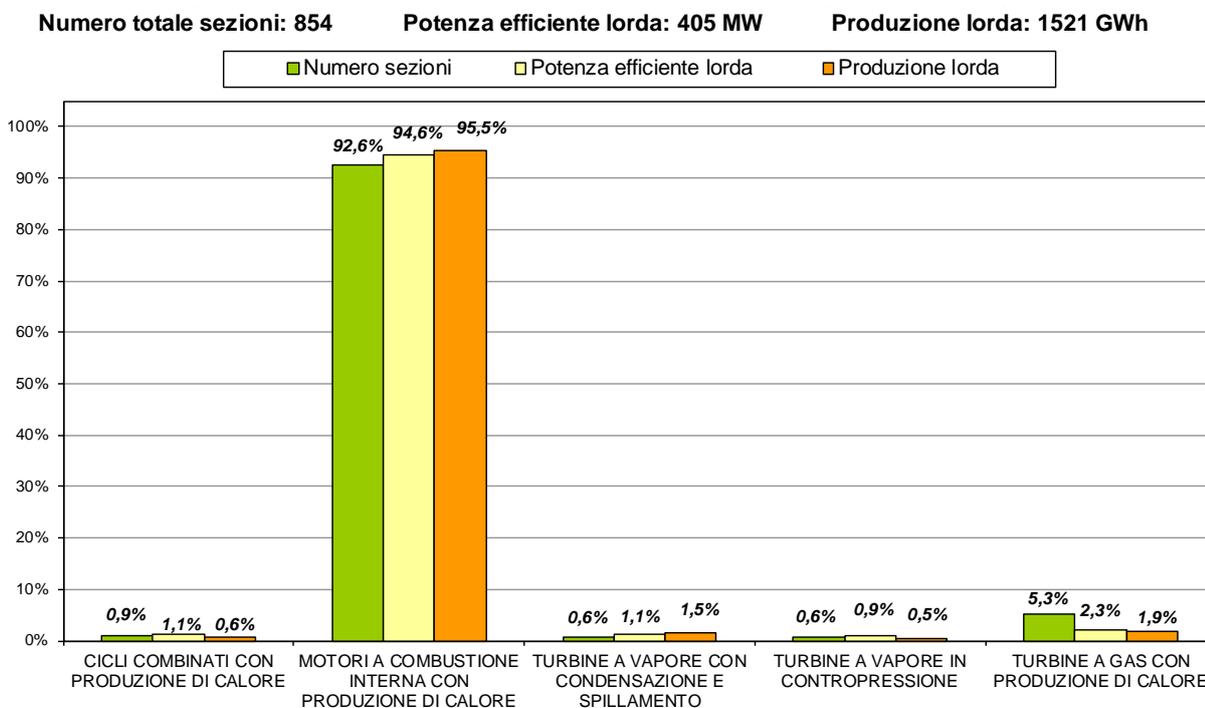


Figura 3.18: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della PG

CAPITOLO 4

CONFRONTO DELL'ANNO 2011 CON GLI ANNI PRECEDENTI

4.1 Confronto a livello nazionale della diffusione della generazione distribuita

Confrontando l'anno 2011 con gli anni precedenti (dal 2004, anno a cui si riferisce il primo monitoraggio dell'Autorità, al 2010) 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, nell'ultimo anno l'incremento del numero di impianti rispetto al 2010 è stato pari al 109,7%, per lo più imputabile allo sviluppo degli impianti fotovoltaici (incremento del 111,7% rispetto agli impianti fotovoltaici installati nel 2010) e a seguire degli impianti eolici (incremento del 102,4% rispetto agli impianti eolici installati nel 2010), degli impianti termoelettrici (incremento del 64,5% rispetto agli impianti termoelettrici installati nel 2010) e degli impianti idroelettrici (incremento del 6,9% rispetto agli impianti idroelettrici installati nel 2010).

L'incremento della potenza installata rispetto al 2010 è stato pari al 117,8%, dovuto principalmente agli impianti fotovoltaici (incremento del 274% rispetto alla potenza fotovoltaica installata nel 2010), e in parte residuale agli impianti termoelettrici (incremento del 21,8% rispetto alla potenza termoelettrica installata nel 2010, in prevalenza relativa a impianti termoelettrici alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi), agli impianti eolici (incremento del 17,7% rispetto alla potenza eolica installata nel 2010) e agli impianti idroelettrici (incremento del 6,5% rispetto alla potenza idroelettrica installata nel 2010).

Infine, l'incremento della produzione di energia elettrica è stato pari al 47,4%, da imputare principalmente agli impianti fotovoltaici (incremento del 458,3% rispetto alla produzione fotovoltaica nel 2010), e in parte residuale agli impianti termoelettrici (incremento del 21,7% rispetto alla produzione termoelettrica nel 2010) e agli impianti eolici (incremento del 4% rispetto alla produzione eolica nel 2010), mentre gli impianti idroelettrici hanno ridotto la produzione rispetto al 2010 (decremento del -8,7% rispetto alla produzione idroelettrica nel 2010). Analizzando nel complesso la variazione del mix di produzione nell'ambito della GD nel periodo compreso tra l'anno 2004 e l'anno 2011 (figura 4.1), si nota in particolare nell'anno 2011 la crescita della produzione da biomasse, biogas e bioliquidi e la crescita esponenziale della produzione da fonte solare.

Nella figura 4.2 viene riportato l'andamento, con riferimento al periodo compreso tra l'anno 2004 e l'anno 2011, del numero totale di impianti installati in GD e delle relative potenze e produzioni lorde, mentre nei successivi grafici (figura 4.3, figura 4.4, figura 4.5 e figura 4.6) viene rappresentato l'andamento dello sviluppo degli impianti di GD per le singole tipologie impiantistiche (impianti idroelettrici, termoelettrici, eolici e fotovoltaici).

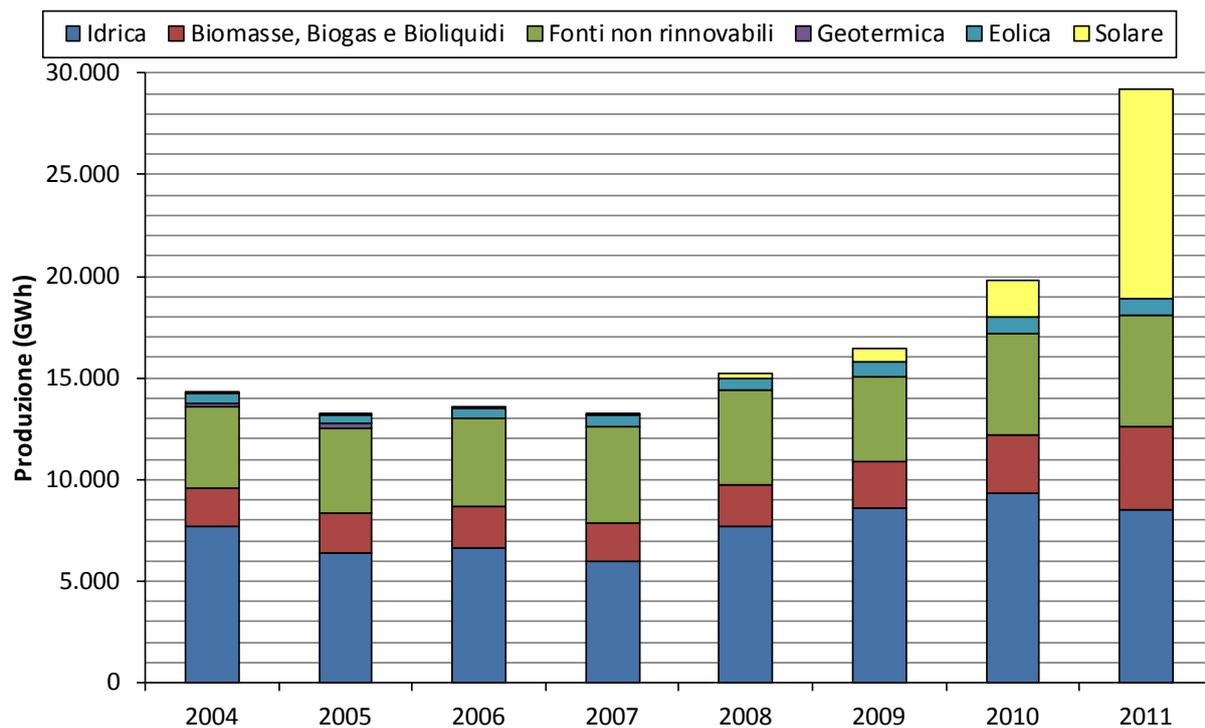


Figura 4.1: Produzione lorda di GD per le diverse fonti dall'anno 2004 all'anno 2011

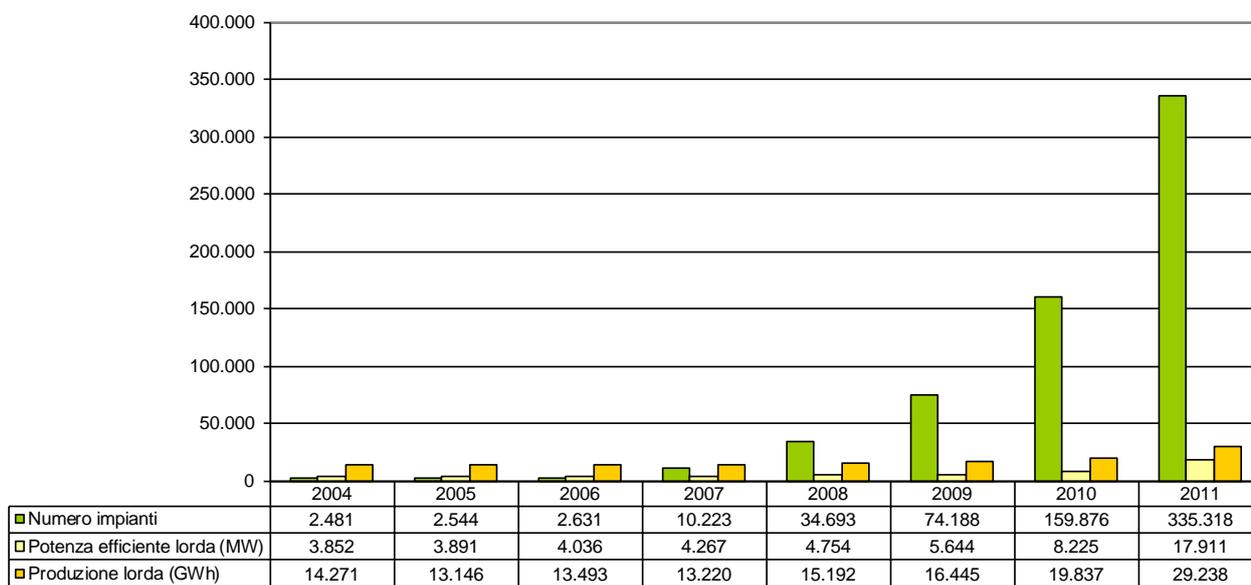


Figura 4.2: Numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda di GD dall'anno 2004 all'anno 2011

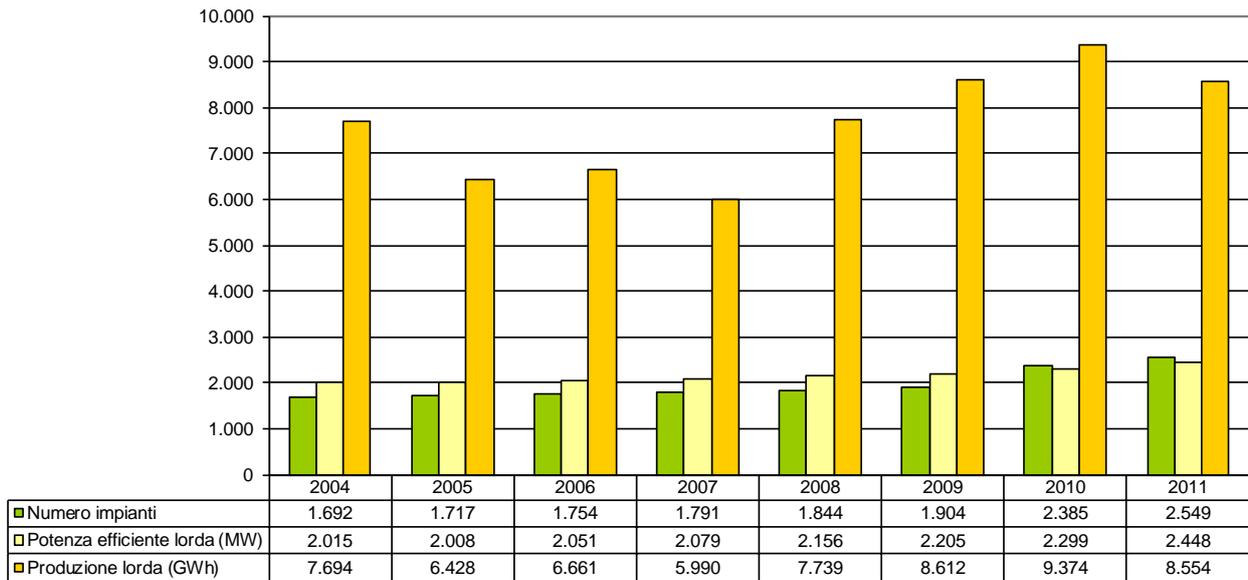


Figura 4.3: Impianti idroelettrici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di GD dall'anno 2004 all'anno 2011

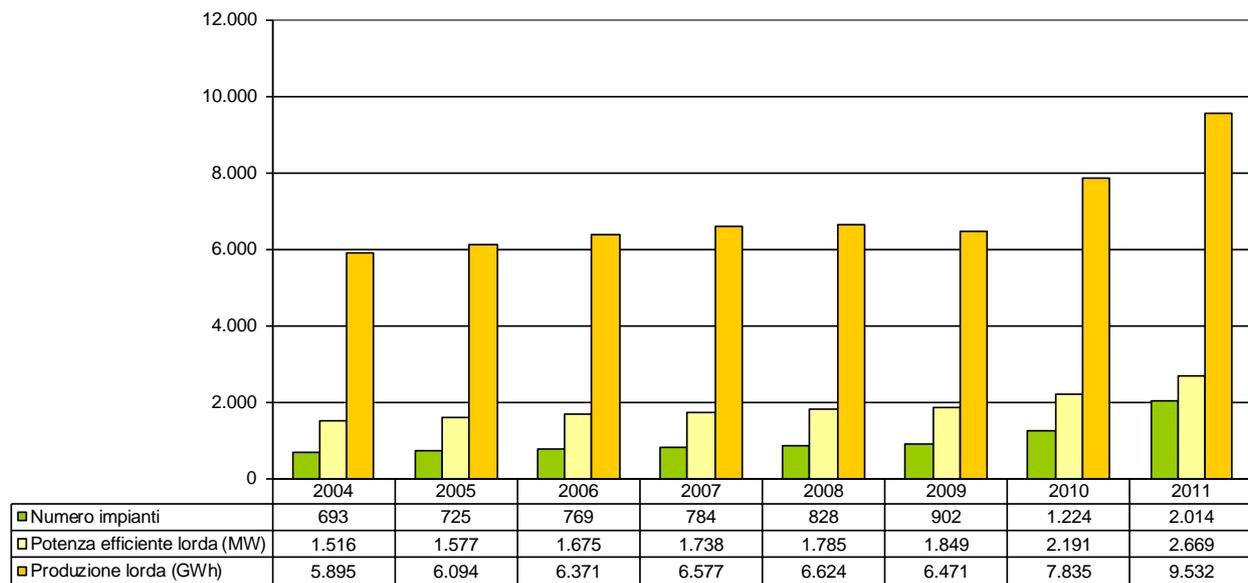


Figura 4.4: Impianti termoelettrici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di GD dall'anno 2004 all'anno 2011

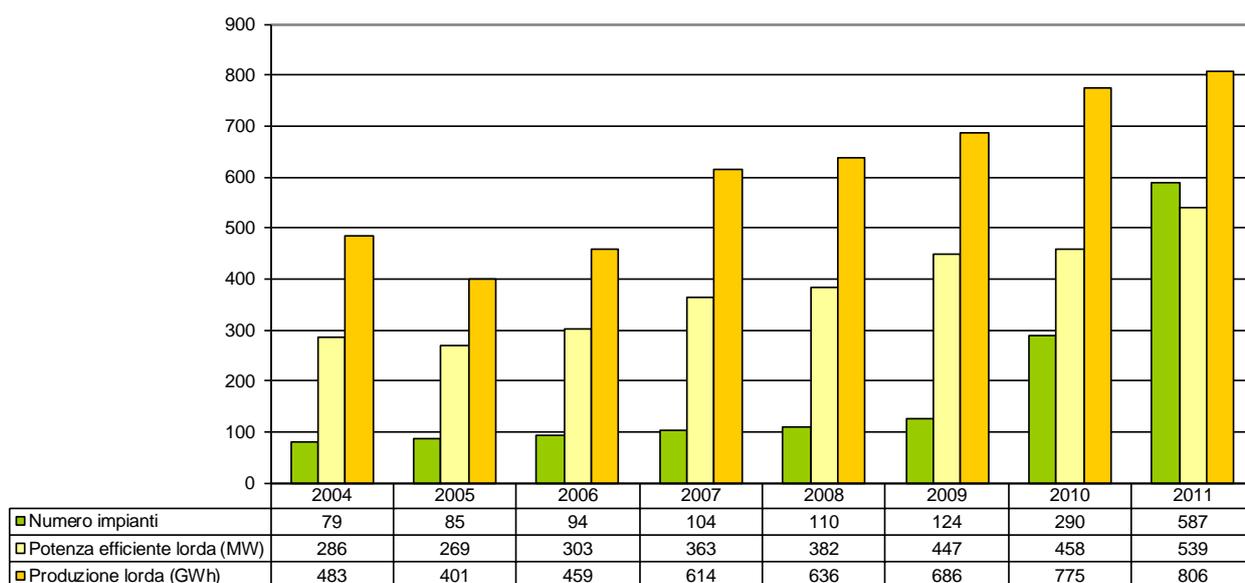


Figura 4.5: Impianti eolici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di GD dall'anno 2004 all'anno 2011

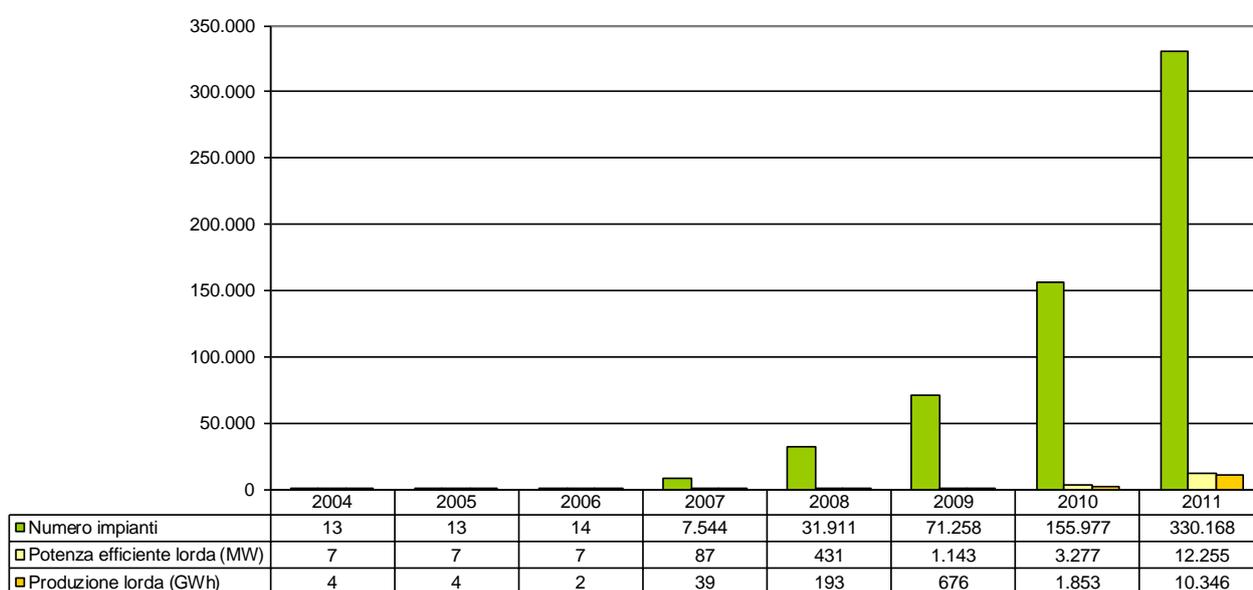


Figura 4.6: Impianti fotovoltaici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di GD dall'anno 2004 all'anno 2011

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 0,42 MW/impianto nel 2007 a 0,08 MW/impianto nel 2009 fino a 0,05 MW/impianto nel 2011.

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 1,29 GWh/impianto nel 2007 a 0,22 GWh/impianto nel 2009 a 0,12 GWh/impianto nel 2010, fino a 0,09 GWh/impianto nel 2011.

Le informazioni sopra riportate evidenziano la transizione in corso, soprattutto negli ultimi anni, in termini di installazione degli impianti di produzione, da pochi impianti di più elevata taglia a una moltitudine di impianti di taglia ridotta, principalmente imputabile alle numerose installazioni di impianti fotovoltaici.

4.2 Confronto a livello nazionale della diffusione della piccola generazione

Confrontando l'anno 2011 con gli anni precedenti (dal 2004 al 2010) si nota un *trend* di crescita con riferimento sia al numero di impianti che alla potenza installata e alla produzione lorda, in linea con quanto verificatosi nell'ambito più esteso della GD.

Analizzando nello specifico lo sviluppo della PG, nell'ultimo anno l'incremento del numero di impianti rispetto al 2010 è stato pari al 110,3%, associato in maniera sostanziale allo sviluppo degli impianti eolici (incremento del 150,8% rispetto agli impianti eolici installati nel 2010), degli impianti termoelettrici (incremento del 112% rispetto agli impianti termoelettrici installati nel 2010) e degli impianti fotovoltaici (incremento del 111,4% rispetto agli impianti fotovoltaici installati nel 2010) e in maniera ridotta degli impianti idroelettrici (incremento del 7% rispetto agli impianti idroelettrici installati nel 2010).

L'incremento della potenza installata rispetto al 2010 è stato pari al 202,6%, dovuto principalmente agli impianti fotovoltaici (incremento del 249,2% rispetto alla potenza fotovoltaica installata nel 2010), a seguire agli impianti eolici (incremento del 174,1% rispetto alla potenza eolica installata nel 2010) e agli impianti termoelettrici (incremento del 122,2% rispetto alla potenza termoelettrica installata nel 2010) e in termini residuali agli impianti idroelettrici (incremento dell'8% rispetto alla potenza idroelettrica installata nel 2010).

Infine, l'incremento della produzione di energia elettrica è stato pari al 158,8%, da imputare principalmente agli impianti fotovoltaici (incremento del 386,1% rispetto alla produzione fotovoltaica nel 2010), a seguire agli impianti termoelettrici (incremento del 137% rispetto alla produzione termoelettrica nel 2010) e agli impianti eolici (incremento del 74% rispetto alla produzione eolica nel 2010), mentre gli impianti idroelettrici, così come avvenuto nell'ambito della GD, hanno ridotto la produzione rispetto al 2010 (decremento del -2,4% rispetto alla produzione idroelettrica nel 2010). Analizzando nel complesso la variazione del mix di produzione nell'ambito della PG nel periodo compreso tra l'anno 2004 e l'anno 2011 ([figura 4.7](#)), si nota in particolare nell'anno 2011 la crescita della produzione da biomasse, biogas e bioliquidi e la crescita esponenziale della produzione da fonte solare.

Nella [figura 4.8](#) viene riportato l'andamento, con riferimento al periodo compreso tra l'anno 2004 e l'anno 2011, del numero totale di impianti installati in PG e delle relative potenze e produzioni lorde, mentre nei successivi grafici ([figura 4.9](#), [figura 4.10](#), [figura 4.11](#) e [figura 4.12](#)) viene rappresentato l'andamento dello sviluppo degli impianti di PG per le singole tipologie impiantistiche (impianti idroelettrici, termoelettrici, eolici e fotovoltaici).

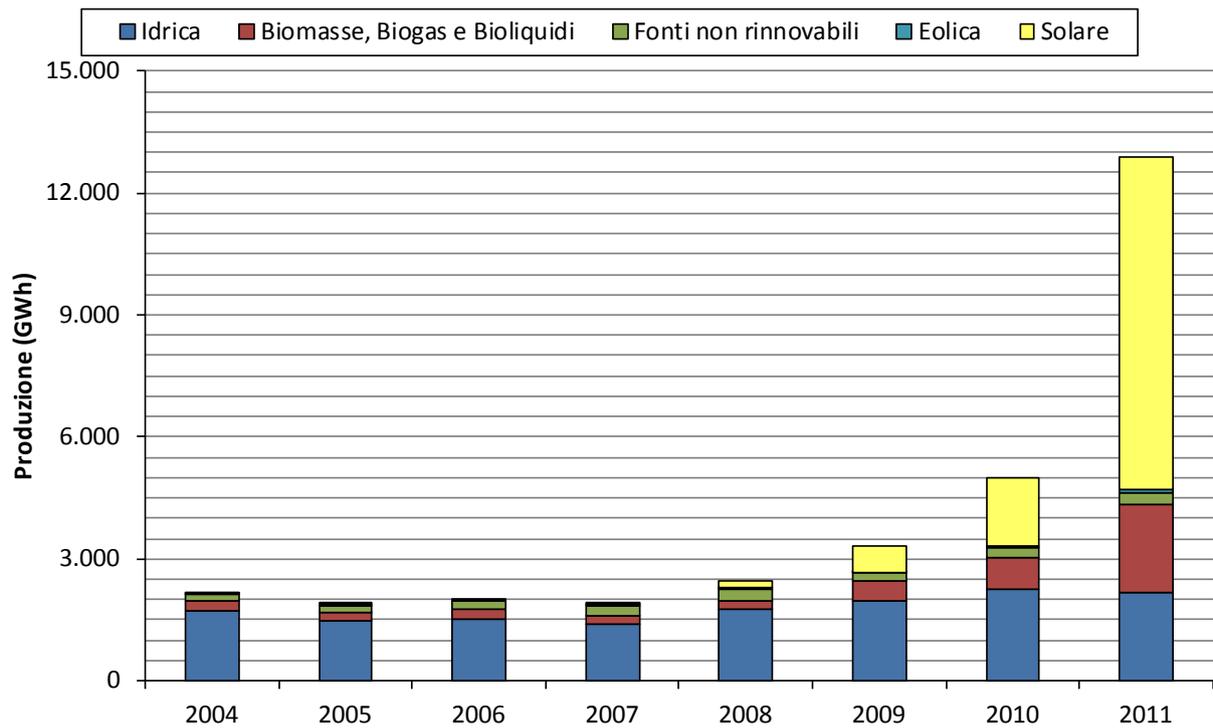


Figura 4.7: Produzione lorda di PG per le diverse fonti dall'anno 2004 all'anno 2011

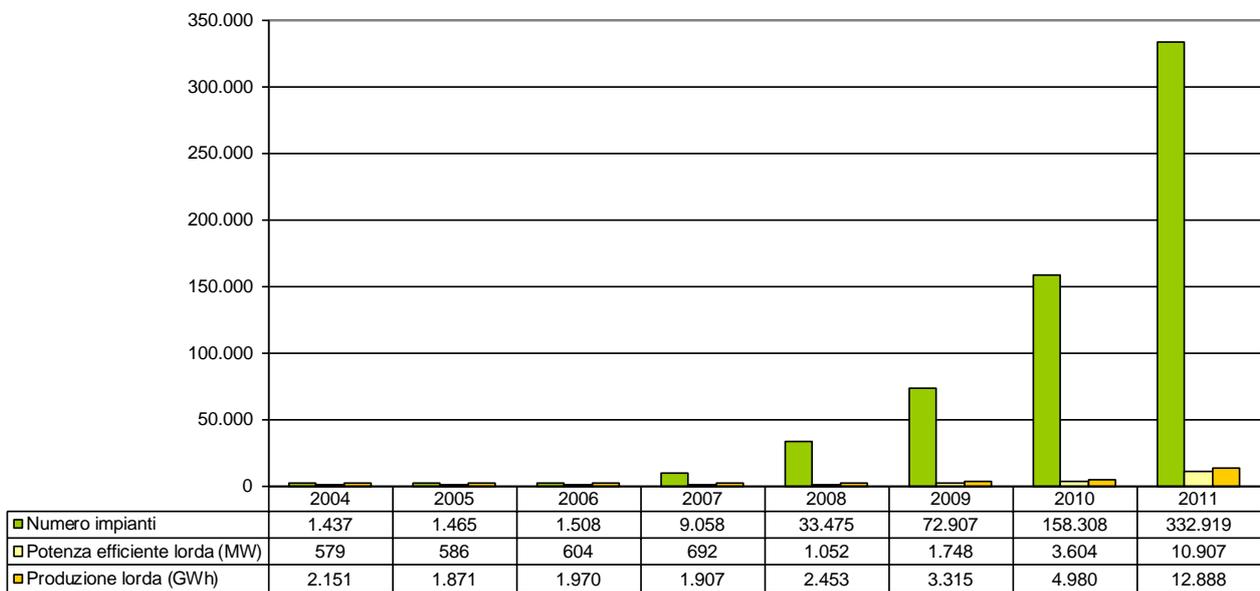


Figura 4.8: Numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda di PG dall'anno 2004 all'anno 2011

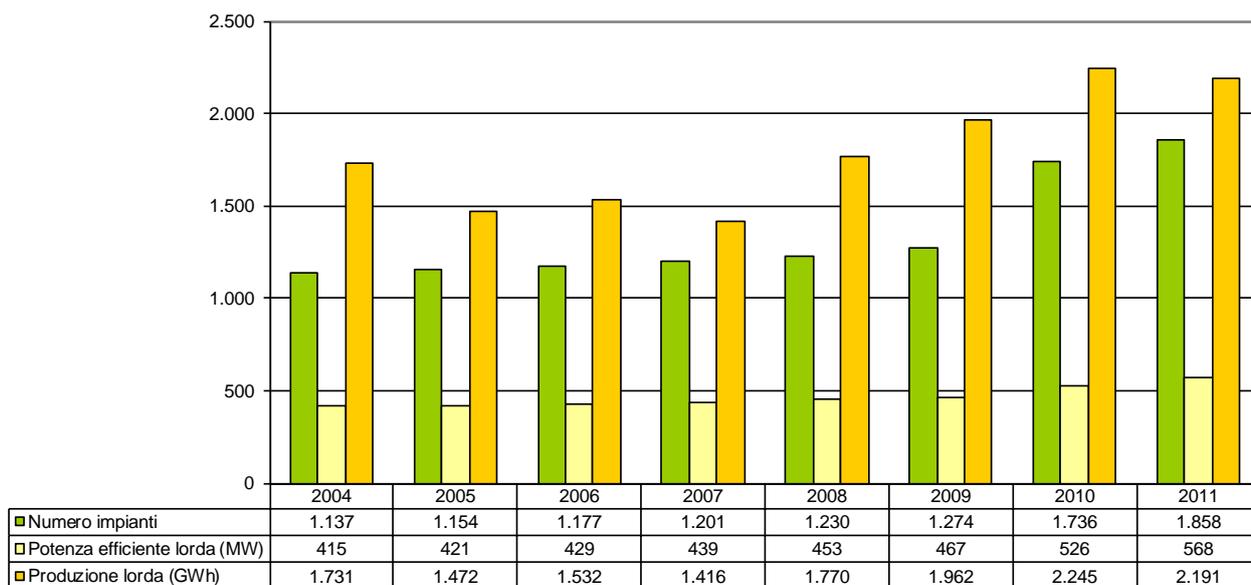


Figura 4.9: Impianti idroelettrici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di PG dall'anno 2004 all'anno 2011

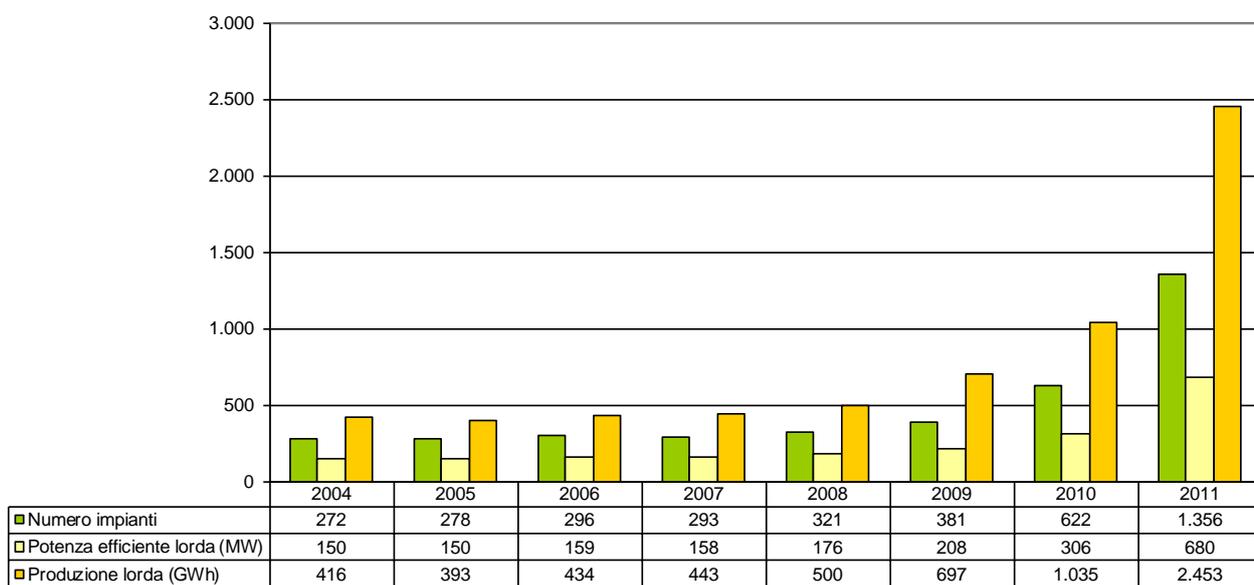


Figura 4.10: Impianti termoelettrici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di PG dall'anno 2004 all'anno 2011

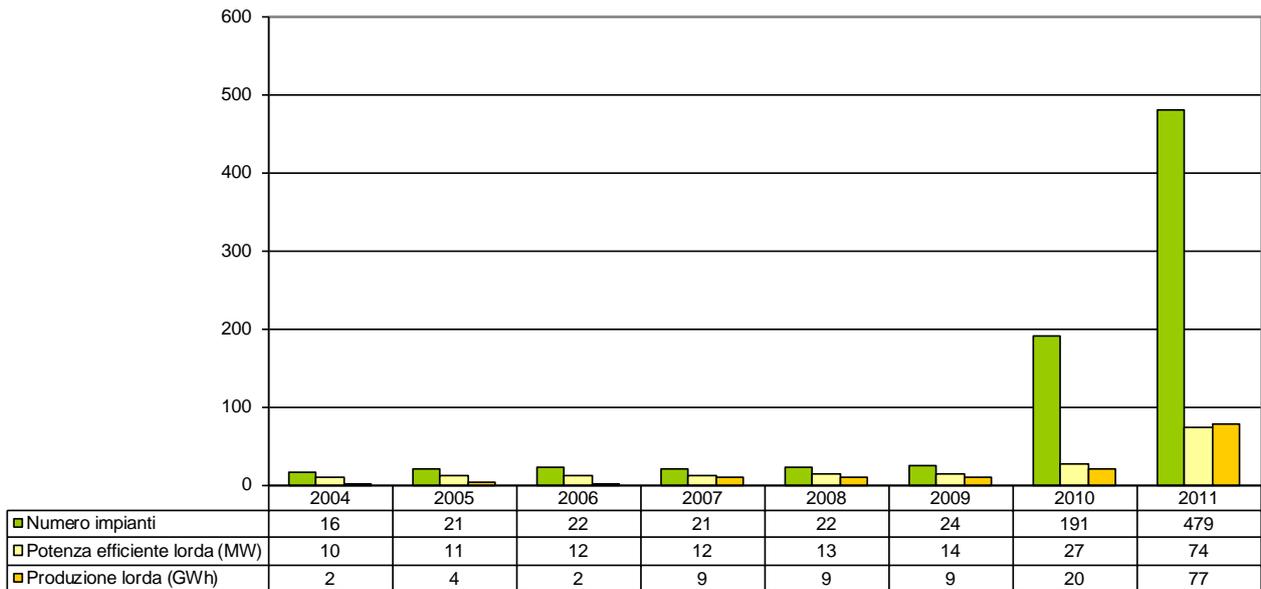


Figura 4.11: Impianti eolici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di PG dall'anno 2004 all'anno 2011

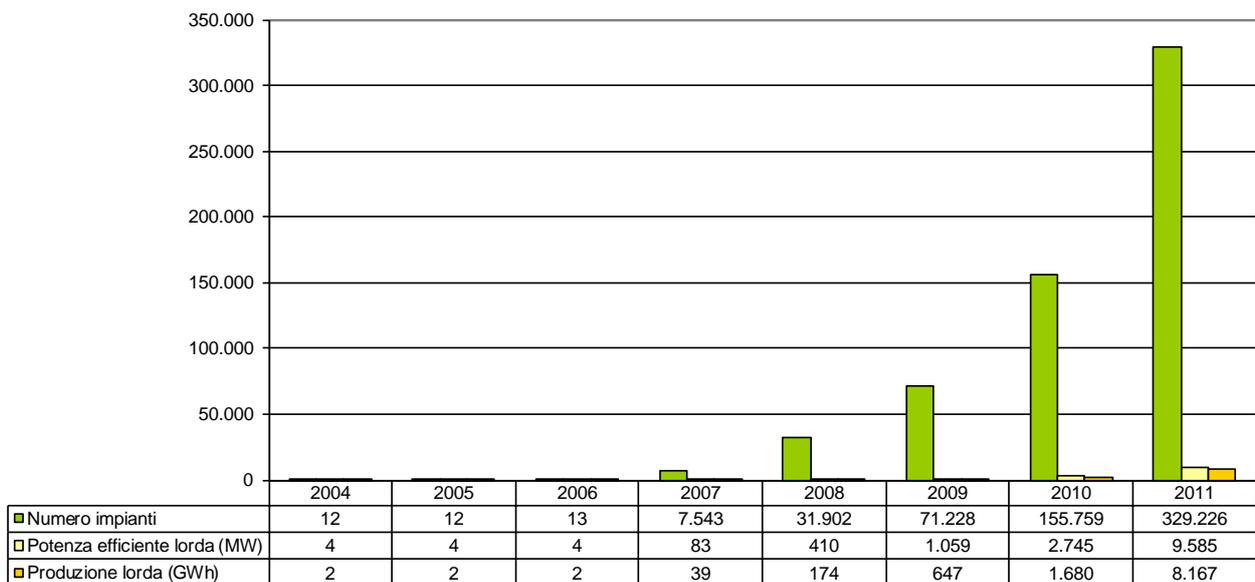


Figura 4.12: Impianti fotovoltaici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di PG dall'anno 2004 all'anno 2011

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 PG e il numero degli impianti (potenza media installata per impianto) si è ridotto da 76 kW/impianto nel 2007 a 24 kW/impianto nel 2009, mentre nel 2011 è aumentata portandosi a 33 kW/impianto.

Il rapporto tra la produzione di energia elettrica lorda da impianti di PG e il numero degli impianti (produzione media per impianto) si è ridotto da 211 MWh/impianto nel 2007 a 45 MWh/impianto nel 2009 fino a 38 MWh/impianto nel 2011.

Le informazioni sopra riportate evidenziano, come riscontrato nella GD, che i nuovi impianti installati in PG sono di taglia maggiormente ridotta rispetto agli anni precedenti, principalmente impianti fotovoltaici.