

**MONITORAGGIO DELLO SVILUPPO DEGLI IMPIANTI DI GENERAZIONE DISTRIBUITA
PER L'ANNO 2012**

Premessa

Ai sensi dell'articolo 1, comma 89, della legge 23 agosto 2004, n. 239/04, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito: l'Autorità) è tenuta ad effettuare annualmente il monitoraggio dello sviluppo degli impianti di piccola generazione e di microgenerazione (che è un sottoinsieme della piccola generazione), inviando una relazione sugli effetti della generazione distribuita 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 2012;*
- 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 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. 13
Analisi dei dati relativi alla generazione distribuita nell'anno 2012 in Italia

Capitolo 3..... Pag. 50
Analisi dei dati relativi alla piccola generazione nell'anno 2012 in Italia

Capitolo 4..... Pag. 70
Confronto dell'anno 2012 con gli anni precedenti

Appendice

Dati relativi alla generazione distribuita (GD) e alla piccola generazione (PG) nell'anno 2012 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 è tenuta ad effettuare annualmente il monitoraggio dello sviluppo degli impianti di piccola generazione (di seguito: PG) e di micro generazione, inviando 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 2004¹. La presente relazione è relativa a:

- a) l'evoluzione della diffusione della GD e della PG in Italia relativamente all'anno 2012;
- 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 prime 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):** un sottoinsieme della GD costituito dagli impianti per la produzione di energia elettrica, anche in assetto cogenerativo, con capacità di generazione non superiore a 1 MW.

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

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

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

¹ Si vedano in particolare:

- la deliberazione n. 160/06, a cui è allegato il primo monitoraggio dello sviluppo della GD relativo ai dati dell'anno 2004;
- la deliberazione n. 328/07, a cui è allegato il monitoraggio relativo ai dati dell'anno 2005;
- la deliberazione ARG/elt 25/09, a cui è allegato il monitoraggio relativo ai dati dell'anno 2006, oltre che 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*";
- la deliberazione ARG/elt 81/10, a cui è allegato il monitoraggio relativo ai dati dell'anno 2007 e 2008;
- la deliberazione ARG/elt 223/10, a cui è allegato il monitoraggio relativo ai dati dell'anno 2009, oltre che uno studio recante "*Impatto della generazione diffusa sulle reti di distribuzione di bassa tensione*";
- la deliberazione 98/2012/I/eel, a cui è allegato il monitoraggio relativo ai dati dell'anno 2010;
- la deliberazione 129/2013/I/eel, a cui è allegato il monitoraggio relativo ai dati dell'anno 2011.

- unità di piccola cogenerazione è un'unità di cogenerazione con una capacità di generazione installata inferiore a 1 MWe²;
- unità di microcogenerazione è un'unità di cogenerazione con una capacità di generazione massima inferiore a 50 kWe.

Successivamente, la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, ha definito la "generazione distribuita" come l'insieme degli "impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione", indipendentemente quindi dal valore di potenza dei medesimi impianti.

Si ritiene opportuno, a partire dal presente monitoraggio, fare riferimento alla definizione di "generazione distribuita" introdotta dalla direttiva 2009/72/CE al fine di rendere confrontabili i dati dei monitoraggi dell'Autorità con i dati degli altri Paesi europei, dato l'obiettivo della direttiva 2009/72/CE di omogeneizzare a livello europeo la definizione di generazione distribuita.

Al fine di poter confrontare le informazioni riportate nel presente monitoraggio con quelle riportate nei monitoraggi pubblicati negli anni precedenti (nei quali la generazione distribuita era definita come l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA), nel capitolo 2 si riportano i principali dati anche con riferimento alla definizione di "generazione distribuita" precedentemente utilizzata.

Con riferimento alle definizioni di "piccola generazione" e di "microgenerazione" si ritiene opportuno continuare a fare riferimento alle definizioni introdotte dal decreto legislativo n. 20/07, poiché tali definizioni sono di carattere nazionale. Peraltro, come meglio descritto nel capitolo 3, è minima la differenza tra l'insieme di tutti gli impianti di potenza fino a 1 MW e l'insieme degli impianti di potenza fino a 1 MW che, al tempo stesso, sono anche parte della generazione distribuita come definita dalla direttiva 2009/72/CE (cioè sono connessi alle reti di distribuzione).

Alla luce di quanto predetto, nell'ambito del presente monitoraggio sono adottate le seguenti definizioni:

- **Generazione distribuita (GD):** l'insieme degli impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione;
- **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 (non è strettamente 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 (non è strettamente un sottoinsieme della GD ma è un sottoinsieme della PG).

Sulla base di queste definizioni, nel capitolo 2 viene effettuata l'analisi della GD in Italia sulla base dei dati relativi all'anno 2012, 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 2012.

Nel capitolo 4 viene presentato un confronto tra la situazione rilevata nell'anno 2012 e quella rilevata negli anni precedenti. A tal fine, come sopra detto, occorre fare riferimento alla definizione di generazione distribuita utilizzata nelle precedenti relazioni.

² Le definizioni di piccola generazione e di piccola cogenerazione 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.

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 Statistiche³, 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 condividere 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 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)⁴.

Nel corso dell'analisi sono state adottate le definizioni dell'Unione Internazionale dei Produttori e Distributori di Energia Elettrica (UNIPED), la cui ultima edizione risale al giugno 1999, nonché le definizioni di cui al decreto legislativo n. 28/11⁵.

In particolare, 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:

³ 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.

⁴ 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.

⁵ 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.

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.

Gli eventuali impianti idroelettrici di pompaggio di gronda presenti nella GD sono inclusi tra gli impianti alimentati da fonti rinnovabili in quanto la relativa 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 singole sezioni⁶ che costituiscono l'impianto medesimo.

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.

⁶ 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.

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 (con le deliberazioni n. 281/05 e n. 89/07) e la successiva revisione (con la 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 dell'anno 2010, a fine anno 2011 e a metà dell'anno 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 (con la deliberazione n. 34/05) e la revisione (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 dell'anno 2007 e dal GSE successivamente). Nell'anno 2013 sono stati nuovamente ridefiniti i prezzi minimi garantiti, riconosciuti nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW e limitatamente al primo milione e mezzo di kWh immessi annualmente (limitatamente ai primi due milioni di kWh immessi annualmente nel solo caso di impianti alimentati da biogas da fermentatori anaerobici, biomasse solide e biomasse liquide), differenziandoli per fonte e completando il percorso di allineamento ai rispettivi costi medi di gestione;
- la definizione (con la deliberazione n. 28/06) e la revisione (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 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, oltre a quanto previsto per i predetti Comuni, può usufruire dello scambio sul posto anche per impianti di potenza superiore a 200 kW. Nell'anno 2012 (con la deliberazione 570/2012/R/efr), a valere dal conguaglio relativo all'anno 2013 e seguenti, 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 (con l'atto n. 54/07). Successivamente, con la deliberazione 578/2013/R/eel l'Autorità ha regolato i servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC), di cui i Sistemi Efficienti di Utenza (SEU), definiti dal decreto

legislativo n. 115/08 come modificato dal decreto legislativo n. 56/10, costituiscono un sottoinsieme. La deliberazione 578/2013/R/eel ha, tra l'altro, definito i profili contrattuali per l'accesso ai servizi di trasporto, dispacciamento e vendita dell'energia elettrica immessa e prelevata per tali sistemi, in particolare nel caso in cui non vi sia coincidenza tra il cliente finale e il produttore;

- la definizione 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 (con le deliberazioni n. 188/05, n. 90/07, ARG/elt 1/09, ARG/elt 181/10, ARG/elt 149/11 e 343/2012/R/efr).

Numerosi altri interventi sono previsti al fine di promuovere l'integrazione degli impianti di GD nel sistema elettrico affinché possano avere uno sviluppo 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) e dal Testo Integrato Trasposto vigente per il periodo regolatorio 2012-2015 (Allegato A alla deliberazione ARG/elt 199/11).

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 nell'ambito del quale gli impianti di GD rimangono connessi alla rete elettrica, allineandolo a quello previsto per gli impianti connessi direttamente alla RTN, così da evitare il venir meno della GD (ormai non più trascurabile) 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 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 nel 2012 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 definito, tra l'altro, le tempistiche per l'applicazione delle parti innovative della Norma CEI 0-16 – Edizione III, pubblicata dal CEI alla fine del 2012, e non già rese obbligatorie. Successivamente, con la deliberazione 243/2013/R/eel, sono stati estesi anche agli impianti esistenti di potenza superiore a 6 kW già connessi alla rete di bassa tensione nonché agli impianti di potenza fino a 50 kW già connessi alla rete di media tensione gli interventi di *retrofit* per l'adeguamento dell'intervallo della frequenza di funzionamento degli inverter, ovvero delle macchine rotanti, e dei sistemi di protezione d'interfaccia già installati.

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 (cd. GDTEL), sia effettuata direttamente dalle imprese distributrici con preavviso di 60 minuti;
- le eventuali disconnessioni degli altri impianti eolici o fotovoltaici connessi in media tensione (cd. GDPRO) 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.

Successivamente, con la deliberazione 421/2014/R/eel, l'Autorità ha approvato la versione aggiornata dell'Allegato A72 al Codice di rete di Terna al fine di consentire il superamento della GDTEL e della GDPRO implementando sistemi che, in condizioni di emergenza, consentano, per il tramite delle imprese distributrici, il distacco in tempi più rapidi degli impianti fotovoltaici o eolici connessi alle reti di media tensione, di potenza maggiore o uguale a 100 kW (non più solo quelli che immettono in rete tutta la produzione). Con la medesima deliberazione è stato avviato anche il *retrofit* sugli impianti esistenti e non già adeguati a ricevere il segnale di 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 è stata mantenuta 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 stata differenziata per fonte ed è stata posta inizialmente pari al 20% del programma vincolante modificato e corretto del punto di dispacciamento. Al momento, la deliberazione 281/2012/R/efr è parzialmente annullata (nella parte relativa alla quantificazione dei corrispettivi di sbilanciamento) per effetto della sentenza n. 2936/14 del Consiglio di Stato. L'Autorità ha pubblicato il DCO 302/2014/R/eel, presentando diversi possibili orientamenti in merito alla regolazione degli sbilanciamenti.

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 dall'anno 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*. L'Autorità, con il documento per la consultazione 354/2013/R/eel, ha avviato un pubblico dibattito per la riforma delle modalità di approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento agli impianti di GD e agli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili non programmabili. Tale documento per la consultazione presenta uno studio sviluppato dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano in cui sono state individuate le risorse per il dispacciamento che potrebbero essere fornite dalle fonti rinnovabili non programmabili e dalla GD o dai carichi connessi alle reti di distribuzione, nonché i requisiti associati a tali funzioni suddividendoli tra requisiti di natura tecnica che dovrebbero o potrebbero essere resi obbligatori e altri servizi che invece dovrebbero o potrebbero essere selezionati tramite procedure di mercato. Sono stati anche analizzati criticamente i diversi modelli possibili per l'erogazione del servizio di dispacciamento sulle reti di distribuzione (fino ad oggi non interessate da tale servizio) e, per ciascuno di essi, sono ipotizzate possibili modalità di selezione e di erogazione dei servizi e delle prestazioni necessarie.

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 dall'anno 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 la GD comporti una effettiva riduzione delle perdite di rete. In particolare, tali fattori, sono attualmente posti 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.

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, Gestore dei Mercati Energetici S.p.A., 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.

Inoltre, 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 5⁷; 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.

⁷ 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 2012 IN ITALIA

2.1 Quadro generale

Nel presente capitolo si riporta prioritariamente l'analisi di dettaglio relativa alla GD definita come l'insieme degli impianti di generazione connessi alle reti di distribuzione. Al fine di poter confrontare le informazioni riportate nel presente monitoraggio con quelle riportate nei monitoraggi pubblicati negli anni precedenti, vengono anche riportate alcune analisi relative all'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MVA (di seguito: GD-10 MVA).

Nell'anno 2012, in Italia, la produzione lorda di energia elettrica da impianti di GD è stata pari a 57,1 TWh (circa il 19,1% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica).

La produzione lorda di energia elettrica da impianti di GD-10 MVA è stata pari a 39,7 TWh (circa il 13,3% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica), con un incremento di circa 10,5 TWh rispetto all'anno 2011. Gli incrementi relativi alla GD-10 MVA rispetto all'anno 2011 sono principalmente dipendenti dalla produzione fotovoltaica e secondariamente dalla produzione termoelettrica, in particolare quella derivante dall'impiego di biomasse, biogas e bioliquidi. La produzione di energia elettrica da GD-10 MVA è stata ottenuta tramite 485.004 impianti per una potenza efficiente lorda pari a circa 23.507 MW, a fronte di 335.318 impianti per una potenza efficiente lorda pari a circa 17.911 MW nell'anno 2011.

Per quanto riguarda la GD, nell'anno 2012 risultavano installati 484.912 impianti per una potenza efficiente lorda totale pari a circa 30.374 MW (circa il 24,5% della potenza efficiente lorda del parco di generazione nazionale). In particolare risultavano installati 2.628 impianti idroelettrici per una potenza efficiente lorda pari a 3.754 MW e produzione di circa 10,9 TWh (19,2% della produzione da GD); 3.166 impianti termoelettrici per una potenza pari a 8.655 MW e produzione di circa 24,6 TWh (43,2% della produzione da GD); 841 impianti eolici per una potenza efficiente lorda pari a 2.283 MW e produzione di circa 3,7 TWh (6,5% della produzione da GD) e 478.277 impianti fotovoltaici per una potenza pari a 15.682 MW e produzione di circa 17,7 TWh (31,1% della produzione da GD).

Appare evidente fin da subito la rilevante differenza tra i dati afferenti alla GD e quelli afferenti alla GD-10 MVA. Nella prima definizione, infatti, rientrano tutti gli impianti connessi alle reti di distribuzione (anche quelli con potenza superiore a 10 MVA) ma non rientrano gli impianti, pur di potenza inferiore a 10 MVA, che risultano connessi alla rete di trasmissione nazionale. Per questo motivo, gli impianti afferenti alla GD sono meno numerosi rispetto a quelli afferenti alla GD-10 MVA ma la potenza efficiente lorda e la produzione lorda di energia elettrica ad essi associata è decisamente più rilevante. Le differenze più marcate tra GD e GD-10 MVA riguardano gli impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili.

Nella tabella 2.A riferita alla GD e nella tabella 2.B riferita alla GD-10 MVA vengono riportati, per ogni tipologia di impianto⁸, il numero di impianti, la potenza efficiente lorda, 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.

⁸ Nel caso degli impianti termoelettrici, la suddivisione è effettuata in base alla tipologia di combustibile utilizzato: biomasse, biogas e bioliquidi, rifiuti solidi urbani, fonti non rinnovabili e impianti ibridi.

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Idroelettrici	2.628	3.754	10.949.559	443.128	10.342.369
<i>Biomasse, biogas e bioliquidi</i>	2.051	1.911	5.934.870	332.024	5.180.787
<i>Rifiuti solidi urbani</i>	55	344	1.469.926	226.974	1.136.271
<i>Fonti non rinnovabili</i>	1.023	6.325	17.036.617	6.460.273	10.084.785
<i>Ibridi</i>	37	75	205.907	100.956	95.050
Totale termoelettrici	3.166	8.655	24.647.320	7.120.227	16.496.893
Geotermoelettrici	0	0	0	0	0
Eolici	841	2.283	3.720.109	110	3.695.700
Fotovoltaici	478.277	15.682	17.763.756	2.532.726	15.025.286
TOTALE	484.912	30.374	57.080.744	10.096.191	45.560.248

Tabella 2.A: Impianti di GD

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Idroelettrici	2.638	2.708	8.568.141	348.425	8.079.852
<i>Biomasse, biogas e bioliquidi</i>	2.071	1.765	5.382.788	313.014	4.703.315
<i>Rifiuti solidi urbani</i>	44	165	646.689	112.104	464.310
<i>Fonti non rinnovabili</i>	1.101	1.792	6.024.981	4.041.067	1.793.835
<i>Ibridi</i>	43	83	183.404	81.949	90.167
Totale termoelettrici	3.259	3.805	12.237.862	4.548.134	7.051.627
Geotermoelettrici	0	0	0	0	0
Eolici	805	574	860.782	110	852.033
Fotovoltaici	478.302	16.420	18.075.888	2.621.462	15.268.958
TOTALE	485.004	23.507	39.742.673	7.518.130	31.252.470

Tabella 2.B: Impianti di GD-10 MVA

In relazione alla fonte utilizzata, si nota che:

- nel caso della GD, il 68,7% dell'energia elettrica prodotta è di origine rinnovabile⁹ (figura 2.1) e, tra le fonti rinnovabili, la solare occupa un posto di rilievo con una produzione pari al 31,1% dell'intera produzione da GD;
- nel caso della GD-10 MVA, l'83,8% dell'energia elettrica prodotta è di origine rinnovabile (figura 2.2) e, tra le fonti rinnovabili, la solare occupa un posto di rilievo con una produzione pari al 45,5% dell'intera produzione da GD-10 MVA.

⁹ 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.

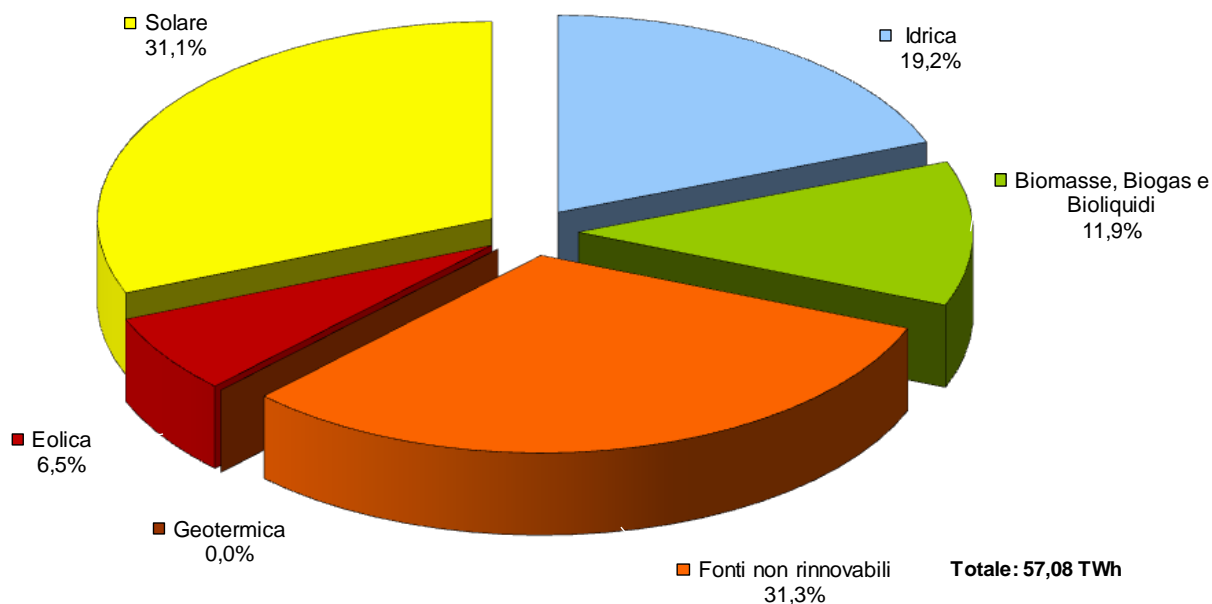


Figura 2.1: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD

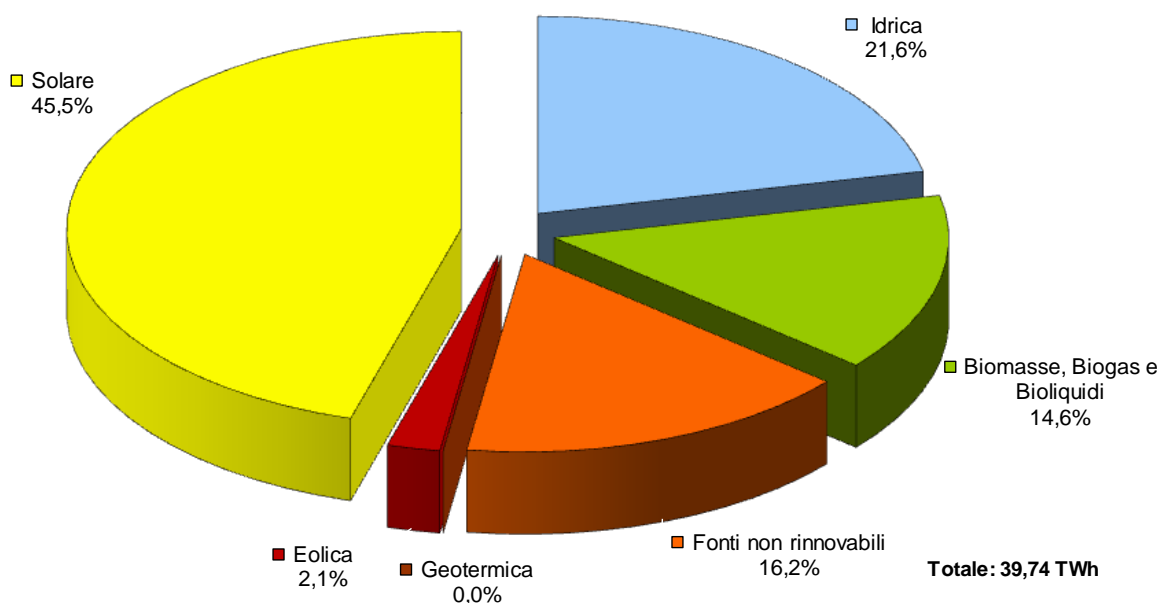


Figura 2.2: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della GD-10 MVA

Differenziando per tipologia di impianti in funzione delle fonti utilizzate, nel caso della GD si nota (figura 2.3) che il 67,2% dell'energia elettrica è stata prodotta da impianti alimentati esclusivamente da fonti rinnovabili. Ne consegue che l'1,5% della produzione totale (differenza tra il valore derivante dalla figura 2.1 e quello della figura 2.3) è la quota della produzione da impianti ibridi e da impianti alimentati da rifiuti solidi urbani imputabile alle fonti rinnovabili. Nel caso della GD-10 MVA (figura 2.4) l'82,8% 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 2.2 e quello della figura 2.4) è la quota della produzione da impianti ibridi e da impianti alimentati da rifiuti solidi urbani imputabile alle fonti rinnovabili.

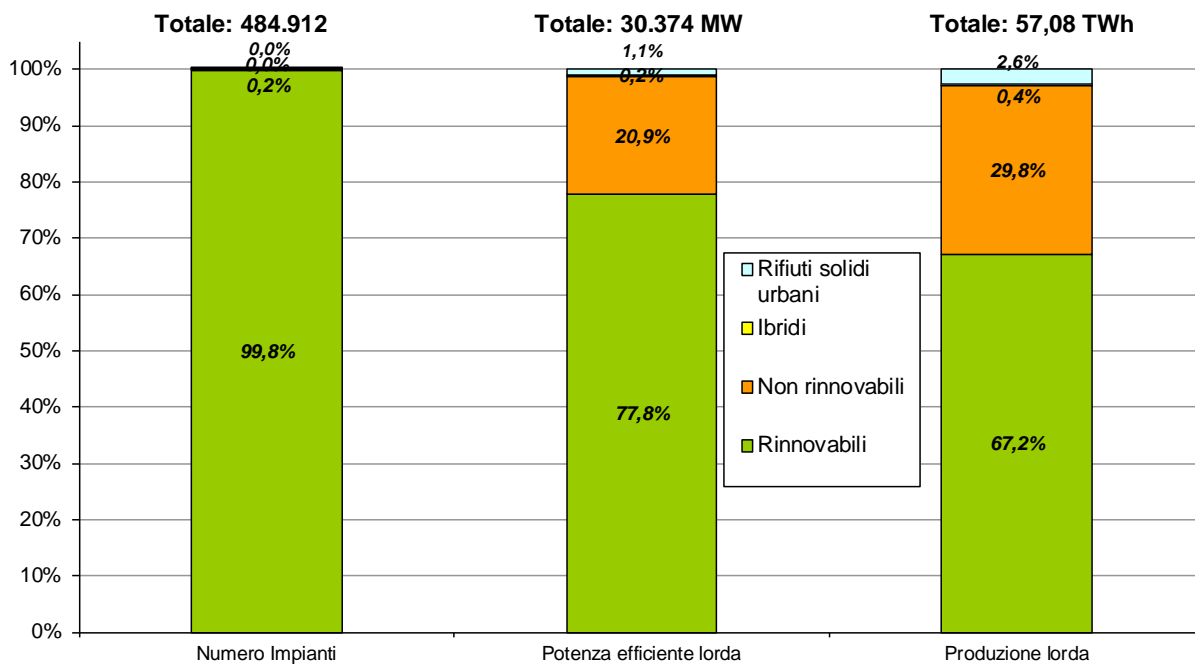


Figura 2.3: Impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e impianti ibridi nella GD

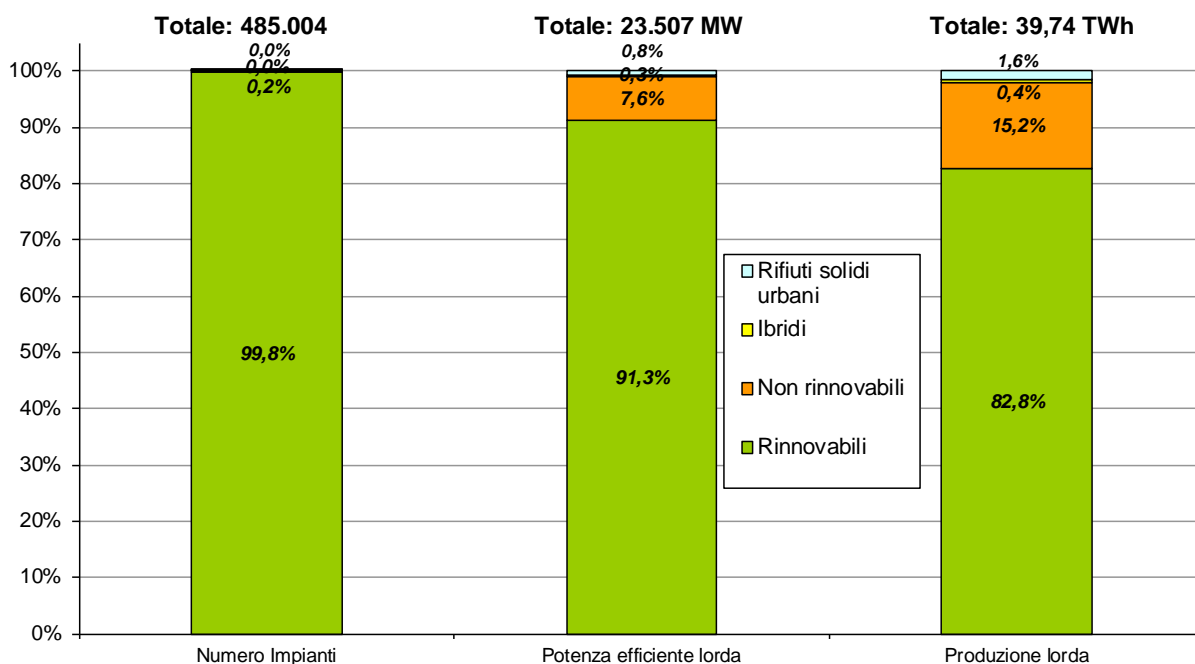


Figura 2.4: Impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e impianti ibridi nella GD-10 MVA

Considerando la produzione totale di energia elettrica in Italia (figura 2.5) si nota una situazione molto differente rispetto alla produzione da impianti di GD o da impianti di GD-10 MVA; infatti, il 68,5% della produzione (inclusa la produzione degli impianti idroelettrici da apporti da pompaggio)

proviene da fonti non rinnovabili e, tra le fonti rinnovabili, quella più utilizzata è la fonte idrica¹⁰ con incidenza pari al 14,6% (al netto degli apporti da pompaggio). Rispetto al 2011, la produzione totale è diminuita di circa 3,3 TWh mentre, in termini percentuali, l'apporto da fonti non rinnovabili è diminuito dal 71,8% al 68,5% con conseguente incremento dell'incidenza della produzione da fonti rinnovabili, soprattutto in relazione alle fonti che si stanno sviluppando maggiormente negli ultimi anni (l'incidenza della produzione da fonte solare è aumentata dal 3,6% al 6,3%, quella della fonte eolica è aumentata dal 3,3% al 4,5%, mentre l'incidenza della produzione da fonte idrica è diminuita dal 15,8% al 14,6%).

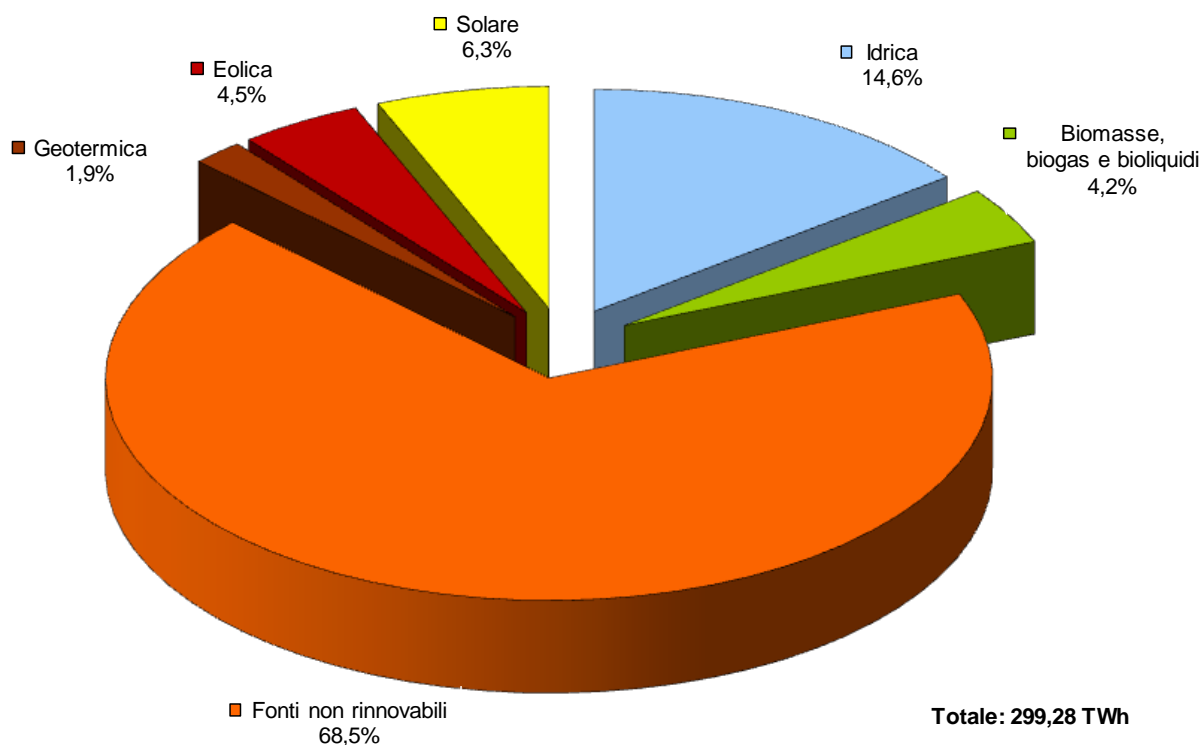


Figura 2.5: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della generazione nazionale totale

Al fine di valutare la localizzazione dei consumi rispetto alla localizzazione degli impianti di produzione, è opportuno analizzare la quota di utilizzo per autoconsumo dell'energia elettrica prodotta. Tale quota, nel caso della GD, è pari al 17,7%, mentre il 79,9% dell'energia prodotta è stato immesso in rete e il restante 2,4% è stato utilizzato per l'alimentazione dei servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale). Nel caso della GD-10 MVA, la quota di utilizzo per autoconsumo dell'energia elettrica prodotta è pari al 18,9%, mentre il 78,6% dell'energia prodotta è stato immesso in rete e il restante 2,5% è stato utilizzato per l'alimentazione dei servizi ausiliari della produzione.

Con riferimento alla GD-10 MVA, si nota che nell'anno 2012 si è verificato un aumento della quantità di energia elettrica autoconsumata per circa 0,8 TWh; in termini percentuali, la quota di energia elettrica autoconsumata è diminuita, rispetto all'anno 2011, di circa 4,1 punti percentuali (nell'anno 2011 il 23% dell'energia elettrica prodotta è stata consumata in loco), soprattutto per

¹⁰ Nella figura 2.5 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.

effetto della rilevante nuova installazione di impianti fotovoltaici destinati alla produzione di energia elettrica da immettere in rete. Di conseguenza è aumentata l'incidenza dell'energia elettrica immessa in rete di circa 4,1 punti percentuali (nell'anno 2011 il 74,5% dell'energia elettrica prodotta è stata immessa in rete), rimanendo pressoché invariati i consumi relativi ai servizi ausiliari di generazione (anche nell'anno 2011 il 2,5% dell'energia elettrica prodotta è stato utilizzato per l'alimentazione dei servizi ausiliari della produzione).

Più in dettaglio, con riferimento alla GD (figura 2.6) e alla GD-10 MVA (figura 2.7), si nota che:

- nel caso degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, una ridotta quantità dell'energia elettrica prodotta è stata consumata in loco (8,6% nel caso della GD e 10% nel caso della GD-10 MVA). Tali percentuali sono più elevate nel caso di impianti fotovoltaici che, a differenza delle altre fonti rinnovabili, sono maggiormente destinati all'autoconsumo: infatti l'incidenza dell'autoconsumo sul totale della produzione, nell'anno 2012, è stata pari al 14,3% nel caso della GD e pari al 14,5% nel caso della GD-10 MVA (per gli impianti idroelettrici è stata pari al 4% sia nel caso della GD che nel caso della GD-10 MVA e per gli impianti termoelettrici alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi al 5,6% nel caso del GD e al 5,8% nel caso della GD-10 MVA);
- nel caso degli impianti termoelettrici alimentati da rifiuti solidi urbani, solo circa un quinto dell'energia elettrica prodotta è stata consumata in loco (15,4% nel caso della GD e 17,3% nel caso della GD-10 MVA), a dimostrazione che tali impianti vengono realizzati con lo scopo principale di produrre energia elettrica sfruttando i rifiuti e non necessariamente per soddisfare fabbisogni locali di energia elettrica;
- nel caso degli impianti termoelettrici ibridi, meno della metà dell'energia elettrica prodotta è stata consumata in loco (49% nel caso della GD e 44,7% nel caso della GD-10 MVA);
- nel caso degli impianti alimentati da fonti non rinnovabili si evidenziano invece andamenti differenti nel caso della GD rispetto alla GD-10 MVA: l'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici alimentati da fonti fossili e consumata in loco è pari al 37,9% nel caso della GD mentre, nel caso della GD-10 MVA, è pari al 67,1%. Tali percentuali molto diverse sono dovute al diverso perimetro della GD e della GD-10 MVA. Come già visto nelle tabelle 2.A e 2.B, nella GD rientrano meno impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili rispetto alla GD-10 MVA ma con potenze e produzioni decisamente più rilevanti: appare pertanto che all'interno della GD rientrino impianti connessi alle reti di distribuzione, anche di potenza superiore a 10 MVA, la cui produzione elettrica è ben superiore rispetto a quella necessaria per il solo soddisfacimento dei fabbisogni delle realtà industriali presso cui sono installati (come si vedrà meglio nella figura 2.8, peraltro buona parte di questi impianti sono di produzione combinata di energia elettrica e calore).

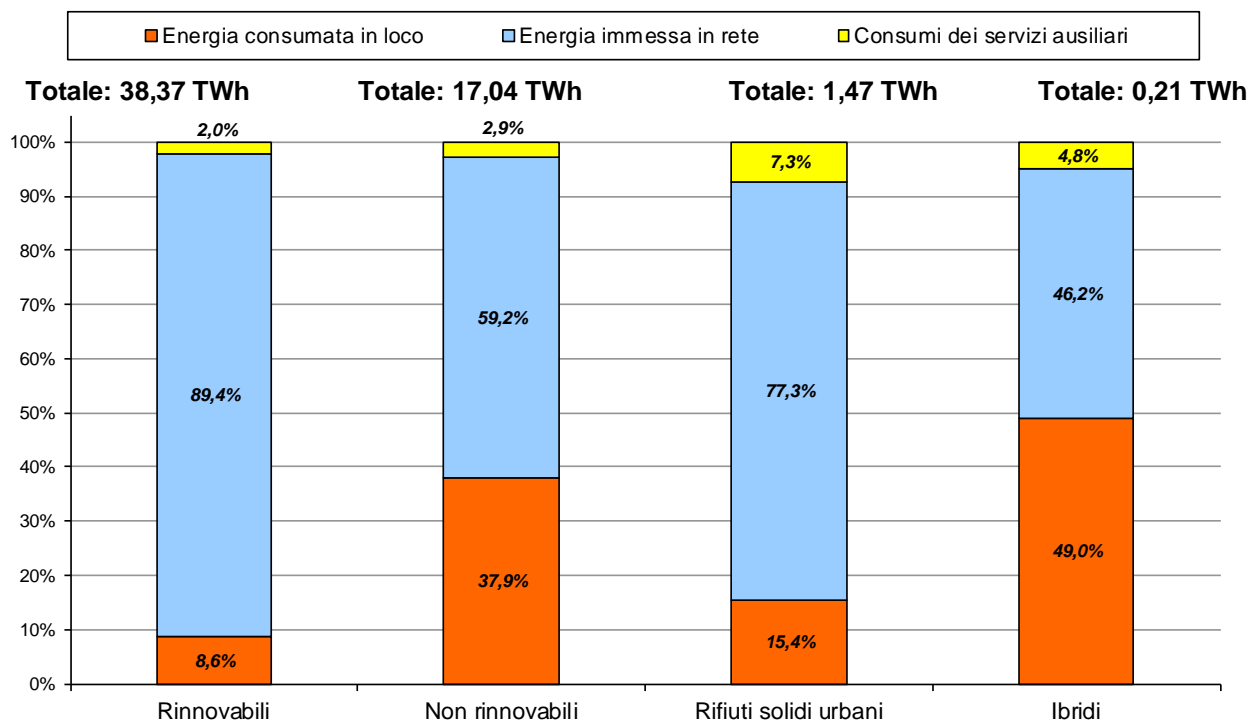


Figura 2.6: Ripartizione della produzione lorda da GD tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e per impianti ibridi)

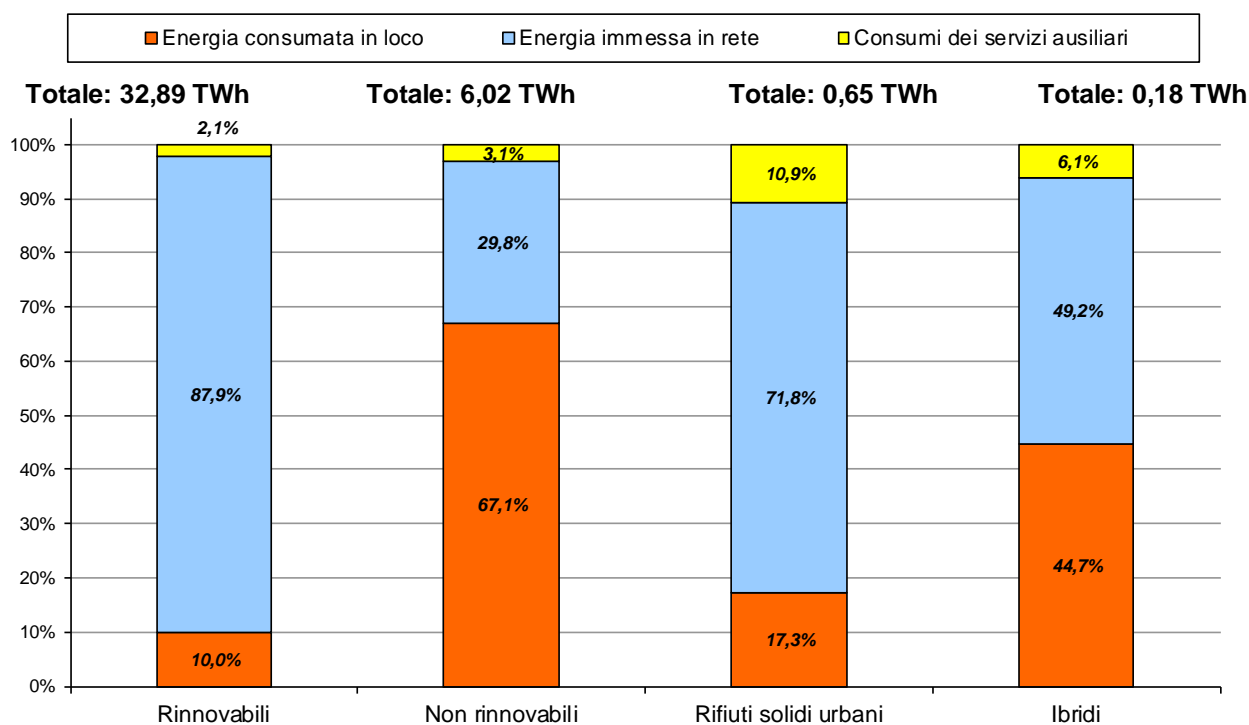


Figura 2.7: Ripartizione della produzione lorda da GD-10 MVA tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e per impianti ibridi)

Come già evidenziato nei rapporti degli scorsi anni, le considerazioni sopra espone evidenziano in modo chiaro le motivazioni e i criteri con i quali si è sviluppata la GD (e la GD-10 MVA) in Italia,

ferme restando le considerazioni sopra riportate in relazione all'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici di taglia elevata alimentati da fonti non rinnovabili.

Da un lato gli impianti termoelettrici classici nascono per soddisfare richieste locali di energia elettrica e/o calore (circa il 60,6% della potenza efficiente lorda termoelettrica da GD è costituita da impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore – [figura 2.8](#)), 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, come già evidenziato in precedenza.

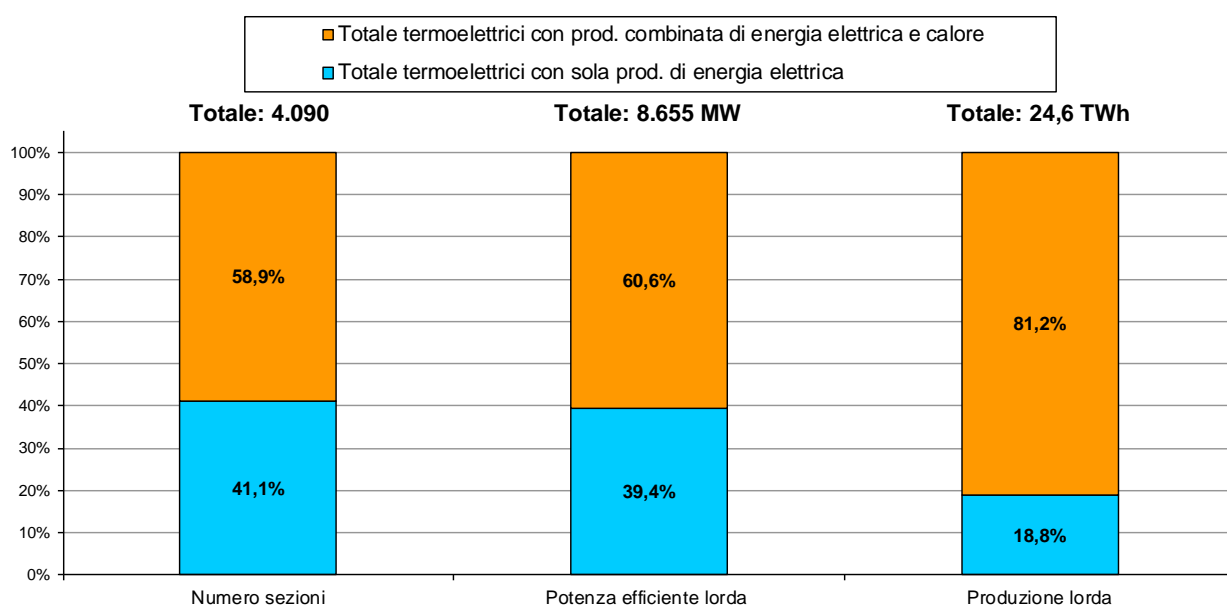


Figura 2.8: Impianti termoelettrici nell'ambito della GD

Con riferimento alla destinazione dell'energia elettrica prodotta, si osserva che essa, nel caso della GD ([figura 2.9](#)), per circa il 79,9% è stata immessa in rete; più in dettaglio, il 44,8% del totale dell'energia elettrica prodotta è stata ceduta direttamente sul mercato, mentre il restante 35,1% è stato ritirato dal GSE (di cui lo 0,1% ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, confermando il *trend* di riduzione verificatosi negli ultimi anni imputabile al termine del periodo di diritto; il 7% nell'ambito del regime incentivante in tariffa fissa onnicomprensiva previsto dalla legge n. 244/07 e dal decreto ministeriale 18 dicembre 2008; il 28% nell'ambito del ritiro dedicato e dello scambio sul posto).

Nel caso della GD-10 MVA ([figura 2.10](#)), circa il 78,6% dell'energia elettrica prodotta è stata immessa in rete; più in dettaglio, il 30,7% del totale dell'energia elettrica prodotta è stata ceduta direttamente sul mercato, mentre il restante 47,9% è stato ritirato dal GSE (di cui lo 0,1% ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92; il 10,1% nell'ambito del regime incentivante in tariffa fissa onnicomprensiva previsto dalla legge n. 244/07 e dal decreto ministeriale 18 dicembre 2008; il 37,7% nell'ambito del ritiro dedicato e dello scambio sul posto).

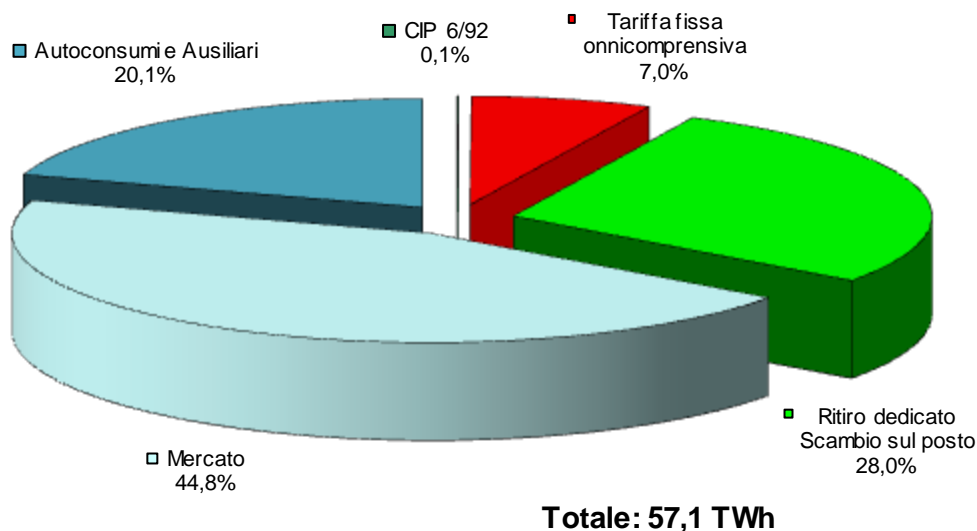


Figura 2.9: Ripartizione dell'energia elettrica lorda prodotta nell'ambito della GD fra mercato, autoconsumi e regimi di ritiro amministrato

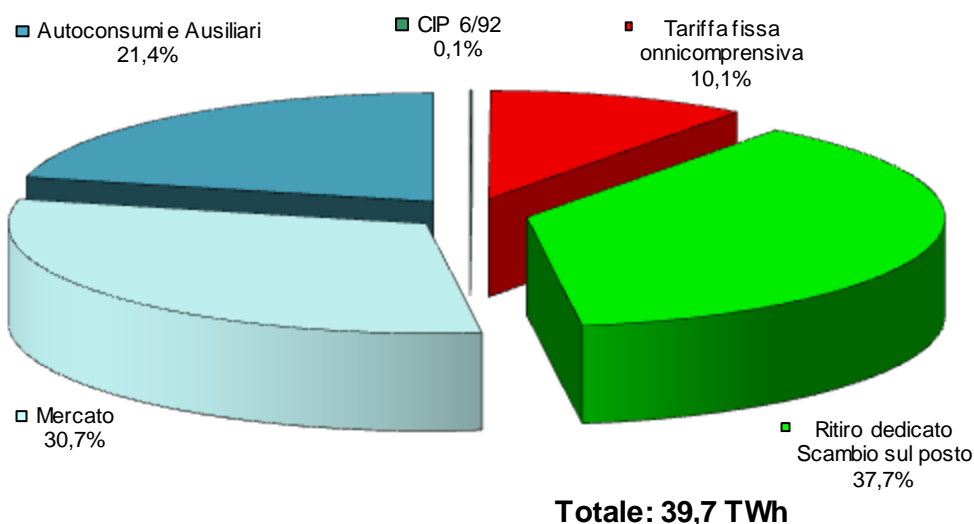


Figura 2.10: Ripartizione dell'energia elettrica lorda prodotta nell'ambito della GD-10 MVA fra mercato, autoconsumi e regimi di ritiro amministrato

Per quanto riguarda i regimi amministrati, nelle figure seguenti si riporta la ripartizione per fonte dell'energia elettrica che beneficia della tariffa fissa onnicomprensiva prevista dalla legge n. 244/07 e dal decreto ministeriale 18 dicembre 2008 ([figura 2.11](#) riferita sia alla GD che alla GD-10 MVA poiché gli impianti sono i medesimi) e dell'energia elettrica commercializzata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato e dello scambio sul posto ([figura 2.12](#) nel caso della GD e [figura 2.13](#) nel caso della GD-10 MVA).

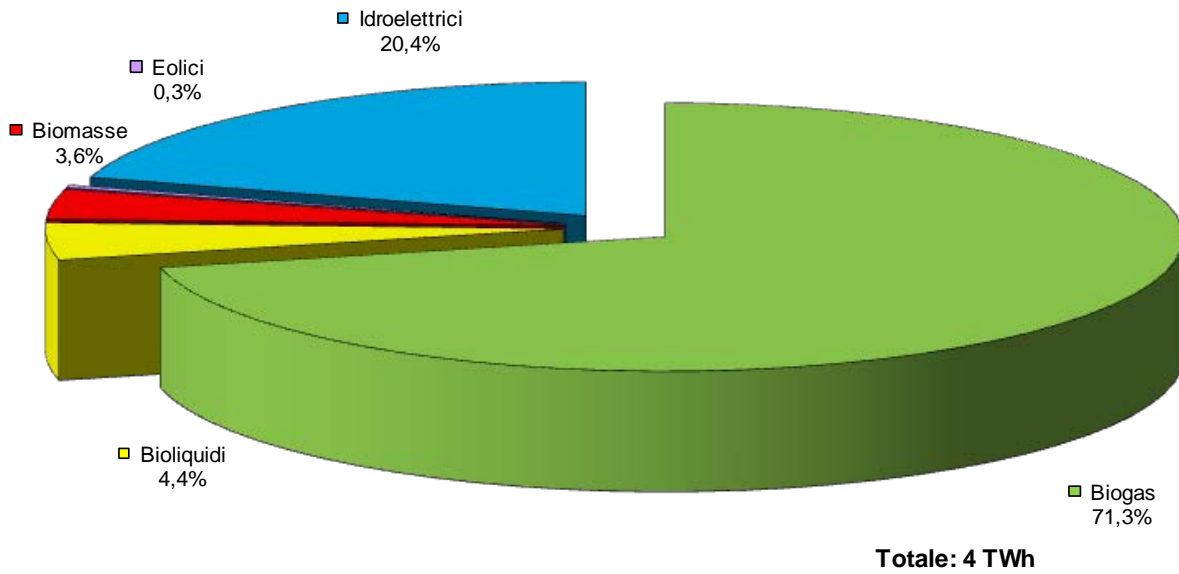


Figura 2.11: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica che beneficia della tariffa fissa onnicomprensiva prevista dalla legge n. 244/07 e dal decreto ministeriale 18 dicembre 2008 riferita sia alla GD che alla GD-10 MVA

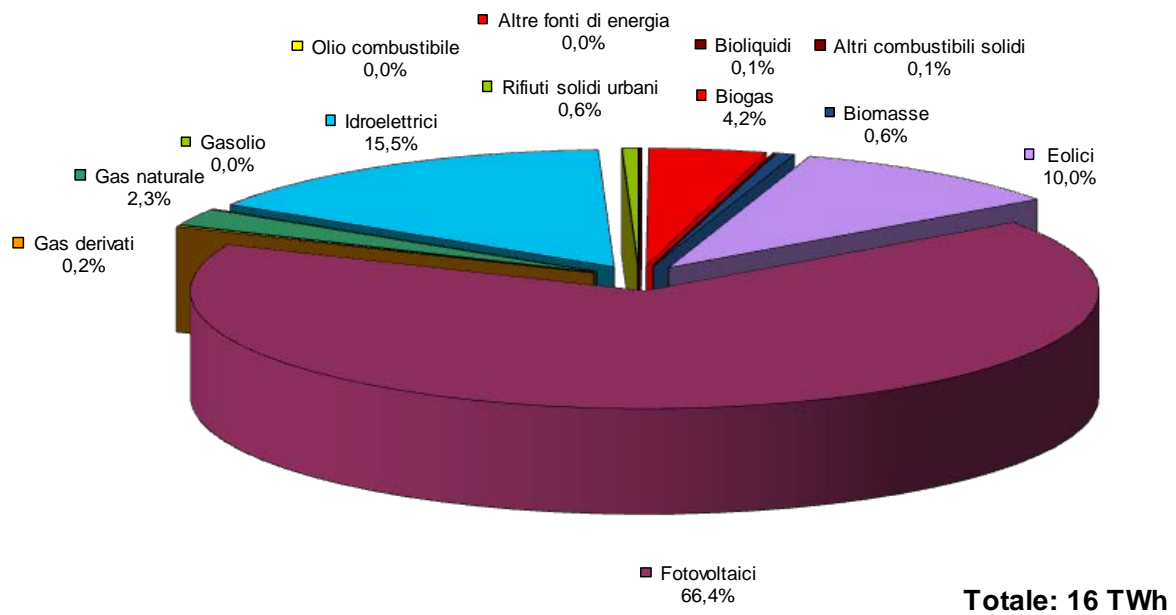


Figura 2.12: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica commercializzata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato e dello scambio sul posto (impianti rientranti nella GD)

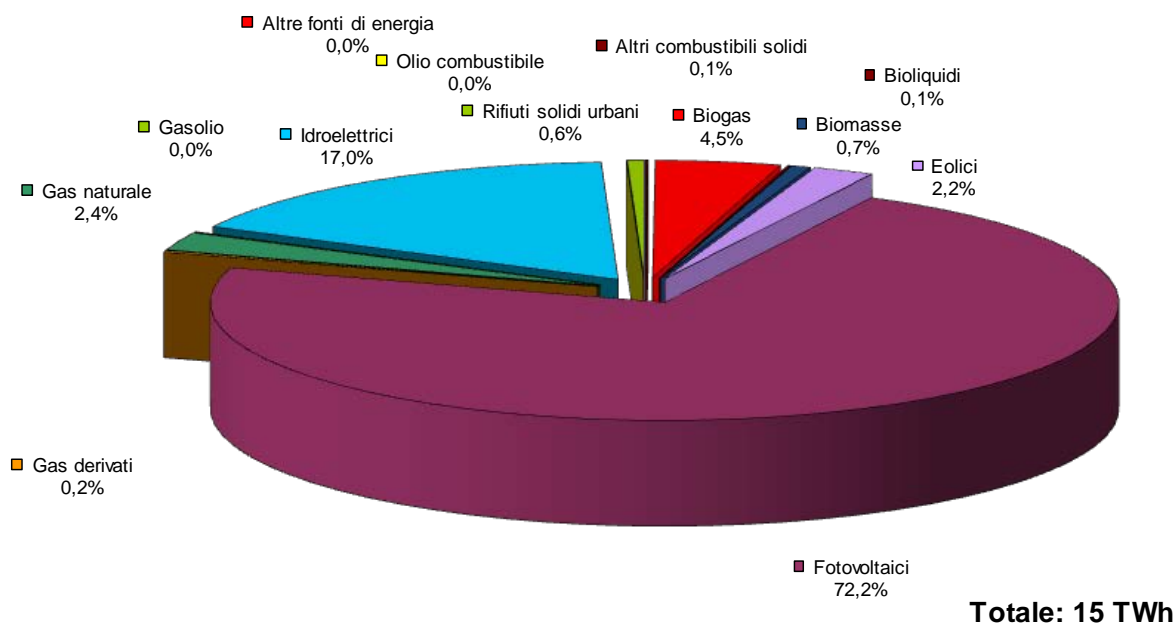


Figura 2.13: Ripartizione per fonte dell'energia elettrica commercializzata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato e dello scambio sul posto (impianti rientranti nella GD-10 MVA)

Nei grafici seguenti si fa riferimento al livello di tensione a cui sono connessi gli impianti di produzione in GD e in GD-10 MVA, distinguendo tra numero di sezioni¹¹ (figura 2.14 nel caso della GD e figura 2.15 nel caso della GD-10 MVA), potenza connessa (figura 2.16 nel caso della GD e figura 2.17 nel caso della GD-10 MVA) e quantità di energia elettrica immessa in funzione del livello di tensione (figura 2.18 nel caso della GD e figura 2.19 nel caso della GD-10 MVA). Si evidenzia che nell'insieme della GD-10 MVA, coerentemente con quanto effettuato fino al 2011, sono presenti anche impianti che non sono connessi alle reti di distribuzione o trasmissione e impianti per i quali non si conosce il livello di tensione ai quali sono connessi.

Si nota altresì che per il 94,7% gli impianti di GD (il 94,6% nel caso della GD-10 MVA) risultano connessi in bassa tensione e che la loro energia elettrica immessa incide per il 10% del totale dell'energia elettrica immessa (per il 14,6% del totale dell'energia elettrica immessa nel caso della GD-10 MVA). 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, anche in questo caso per effetto del rapido sviluppo degli impianti fotovoltaici.

¹¹ 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.

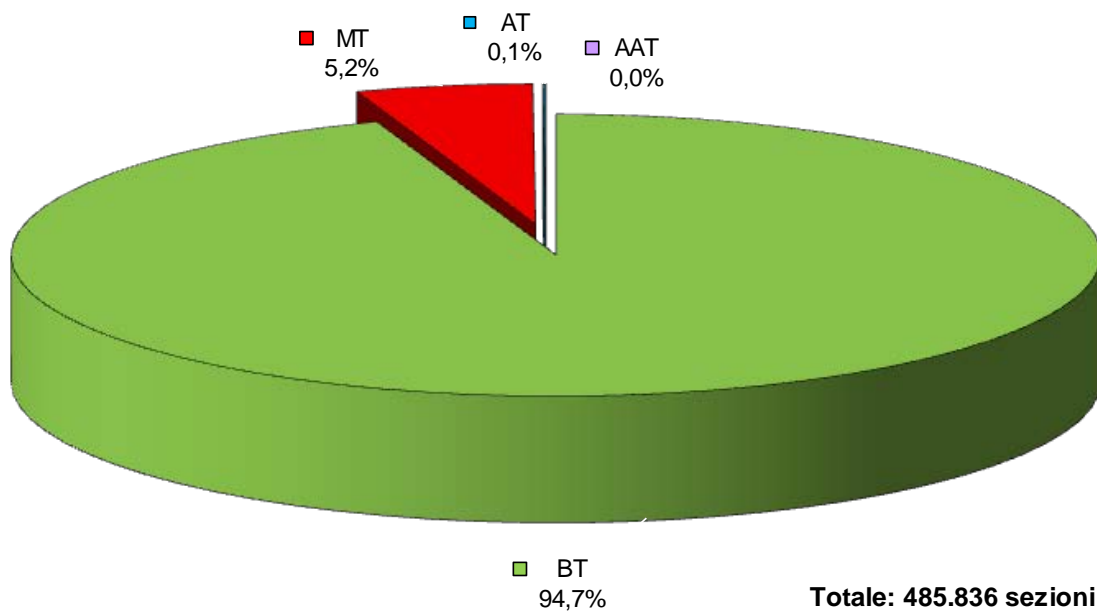


Figura 2.14: Ripartizione, per livello di tensione di connessione, del numero di sezioni di impianti di produzione in GD

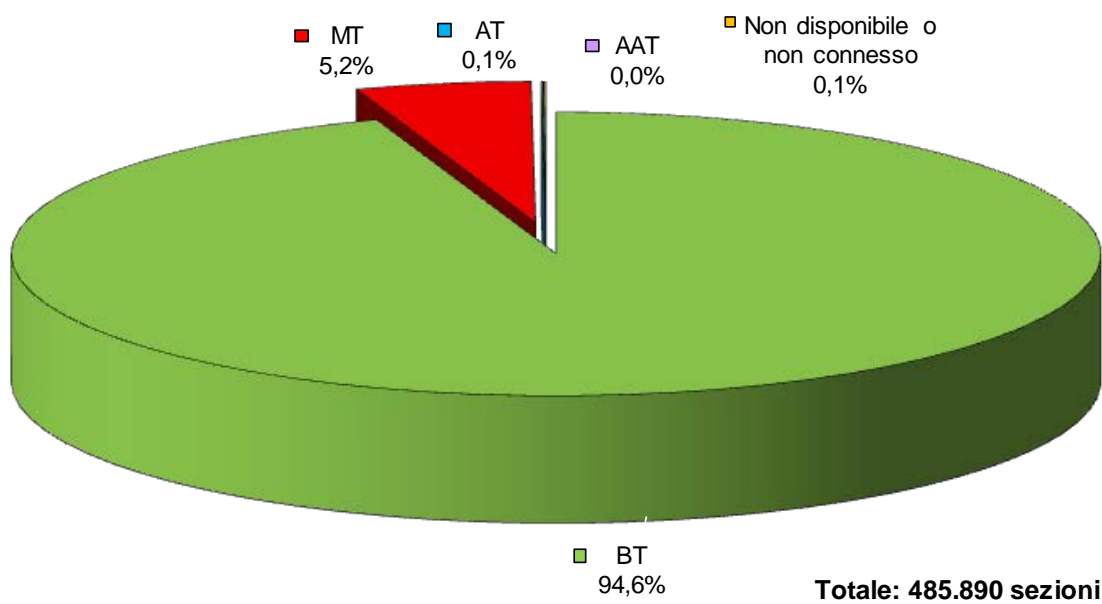


Figura 2.15: Ripartizione, per livello di tensione di connessione, del numero di sezioni di impianti di produzione in GD-10 MVA

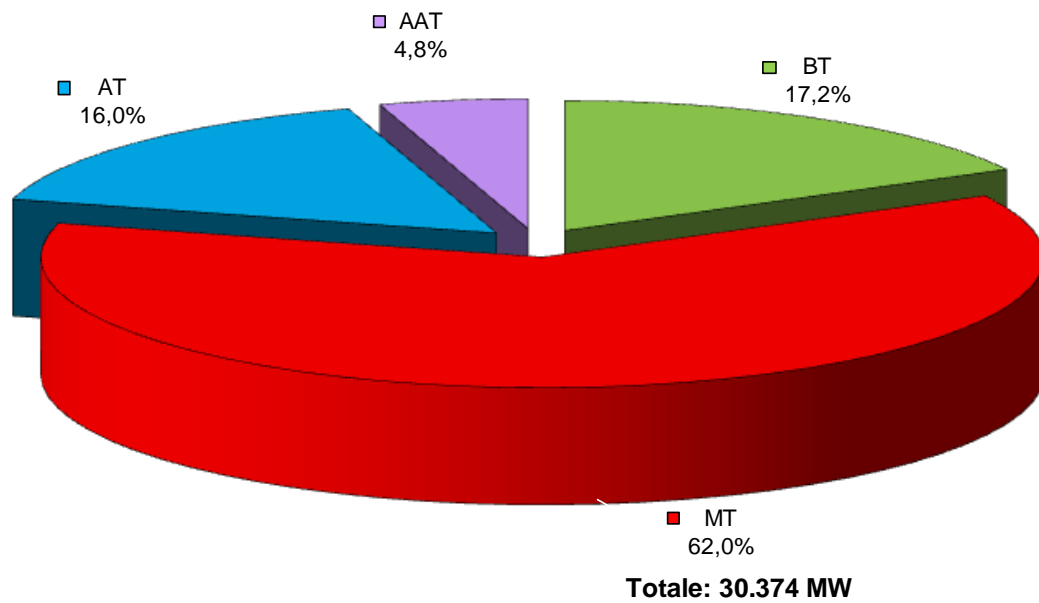


Figura 2.16: Ripartizione, per livello di tensione di connessione, della potenza degli impianti di produzione in GD

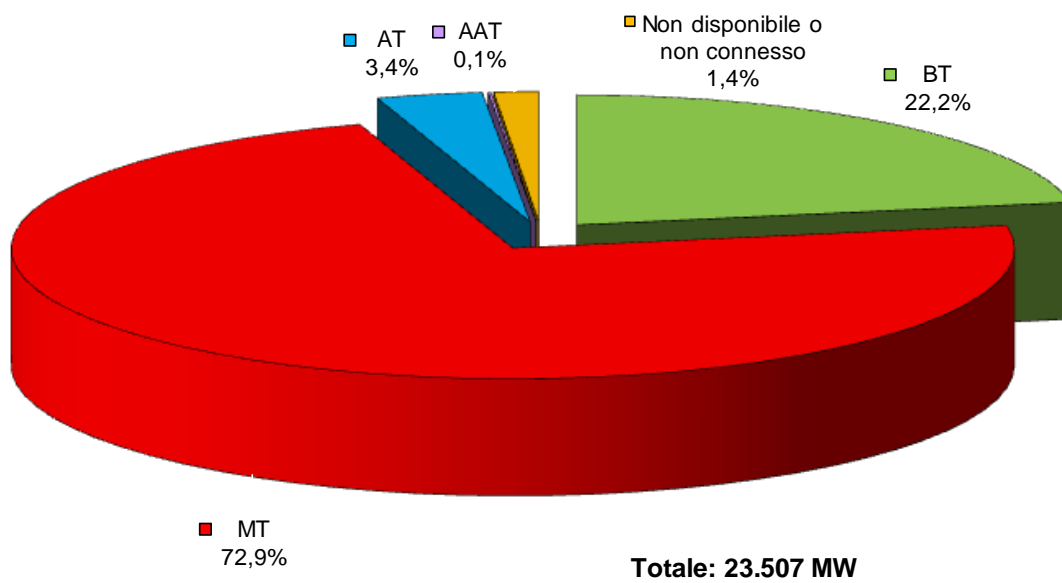


Figura 2.17: Ripartizione, per livello di tensione di connessione, della potenza degli impianti di produzione in GD-10 MVA

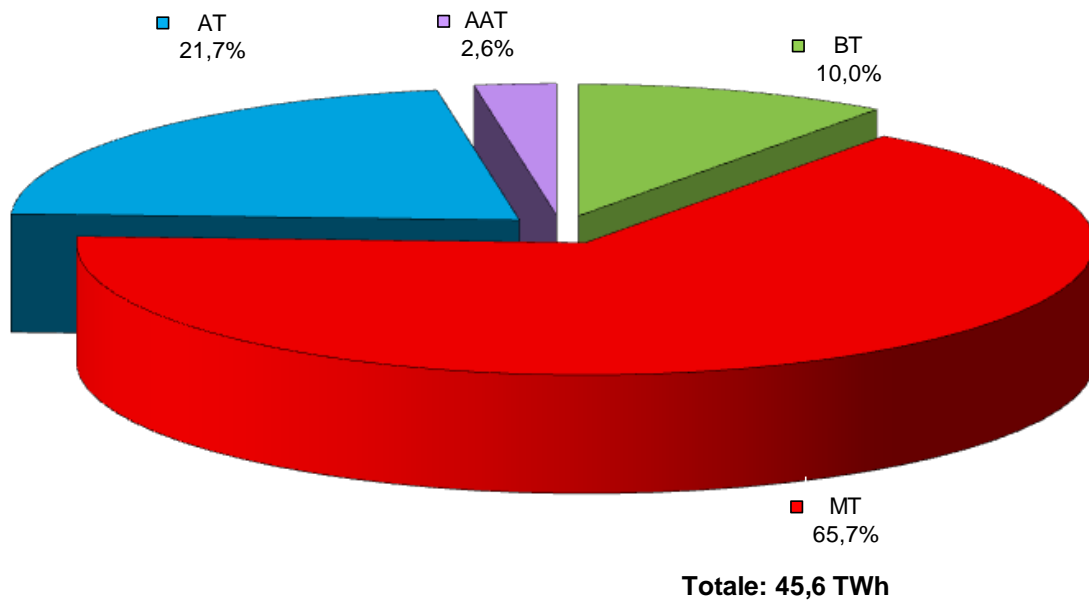


Figura 2.18: Ripartizione, per livello di tensione di connessione, dell'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione in GD

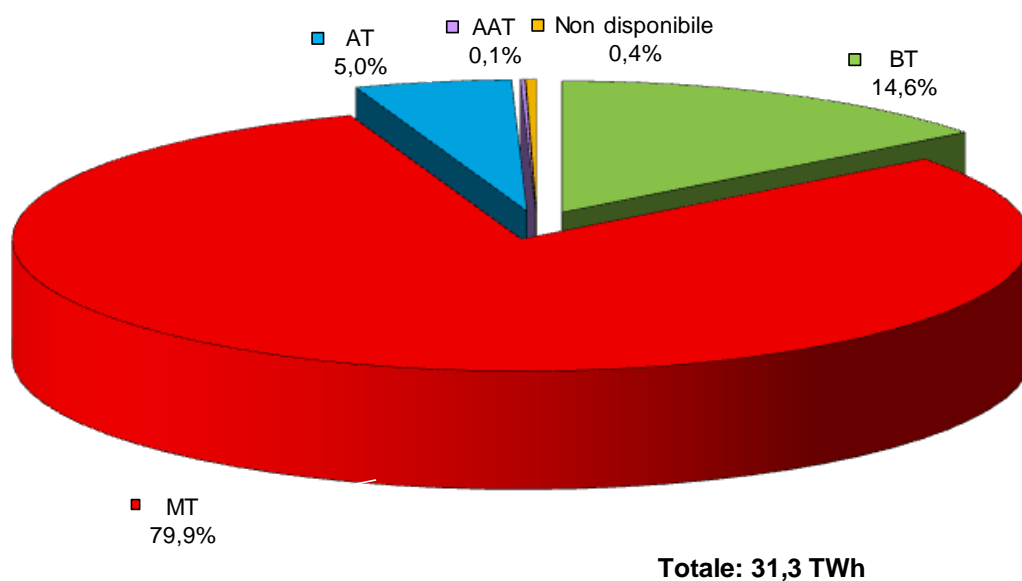


Figura 2.19: Ripartizione, per livello di tensione di connessione, dell'energia elettrica immessa dagli impianti di produzione in GD-10 MVA

Dai seguenti grafici si osserva la distribuzione del totale degli impianti di GD in Italia in termini di potenza e di energia ([figura 2.20](#)) e degli impianti di GD alimentati da fonti rinnovabili in Italia in termini di potenza e di energia ([figura 2.21](#)).

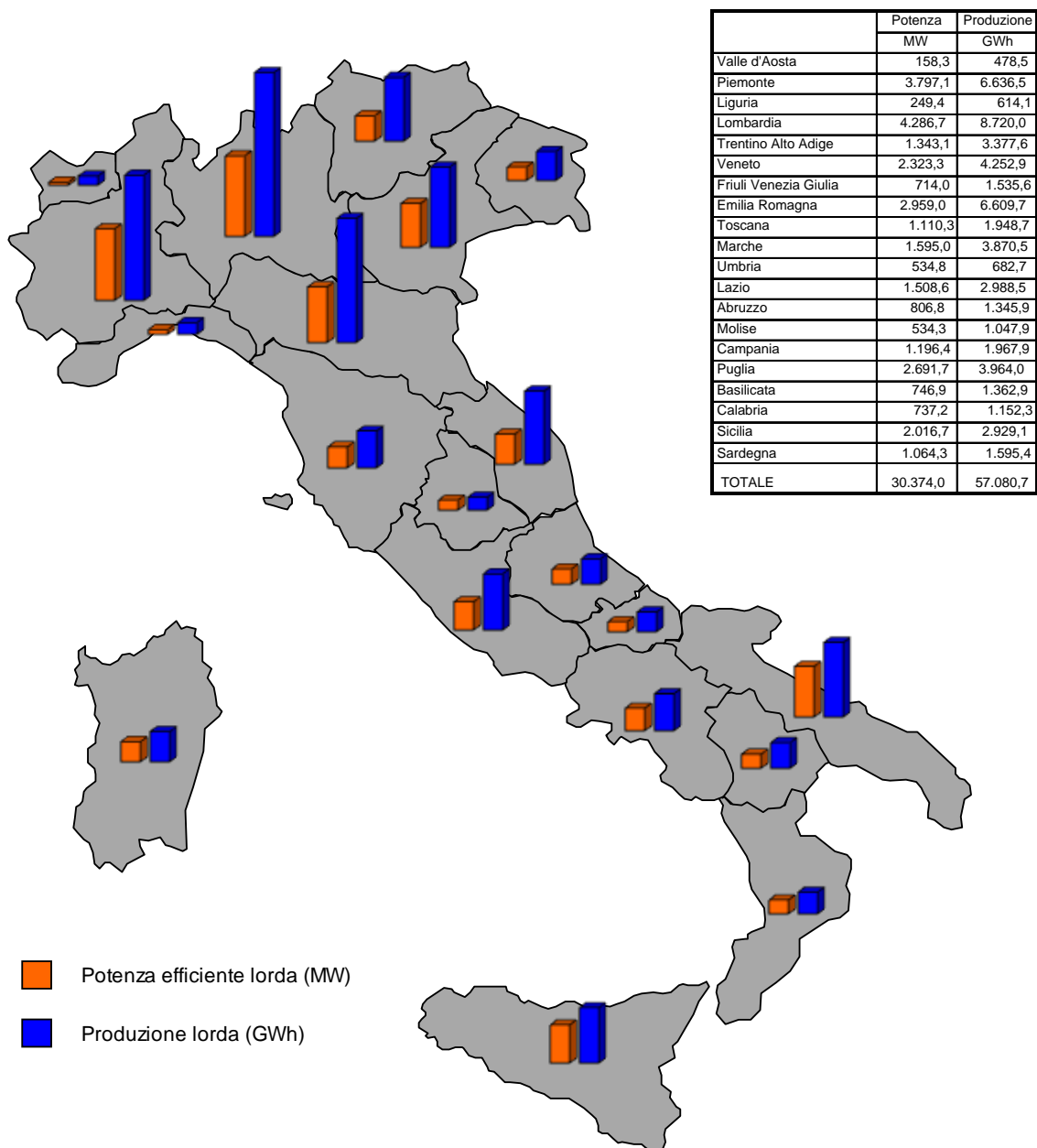


Figura 2.20: Dislocazione degli impianti di GD per regione (Potenza efficiente lorda totale: 30.374 MW; Produzione lorda totale: 57.081 GWh)

In particolare si nota un'elevata differenziazione, sia in termini di potenza efficiente lorda che in termini di produzione, fra le regioni del nord-entro Italia e le regioni del sud, comprese le isole maggiori. Questa differenza, già evidenziata nei precedenti rapporti, appare correlata al differente livello di industrializzazione delle varie regioni, con particolare riferimento alla generazione termoelettrica. Tale differenza risulta meno marcata in Puglia e in Sicilia, 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 2.21](#) 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, Sicilia e anche in Sardegna, proprio per effetto delle rilevanti installazioni di impianti fotovoltaici ed eolici.

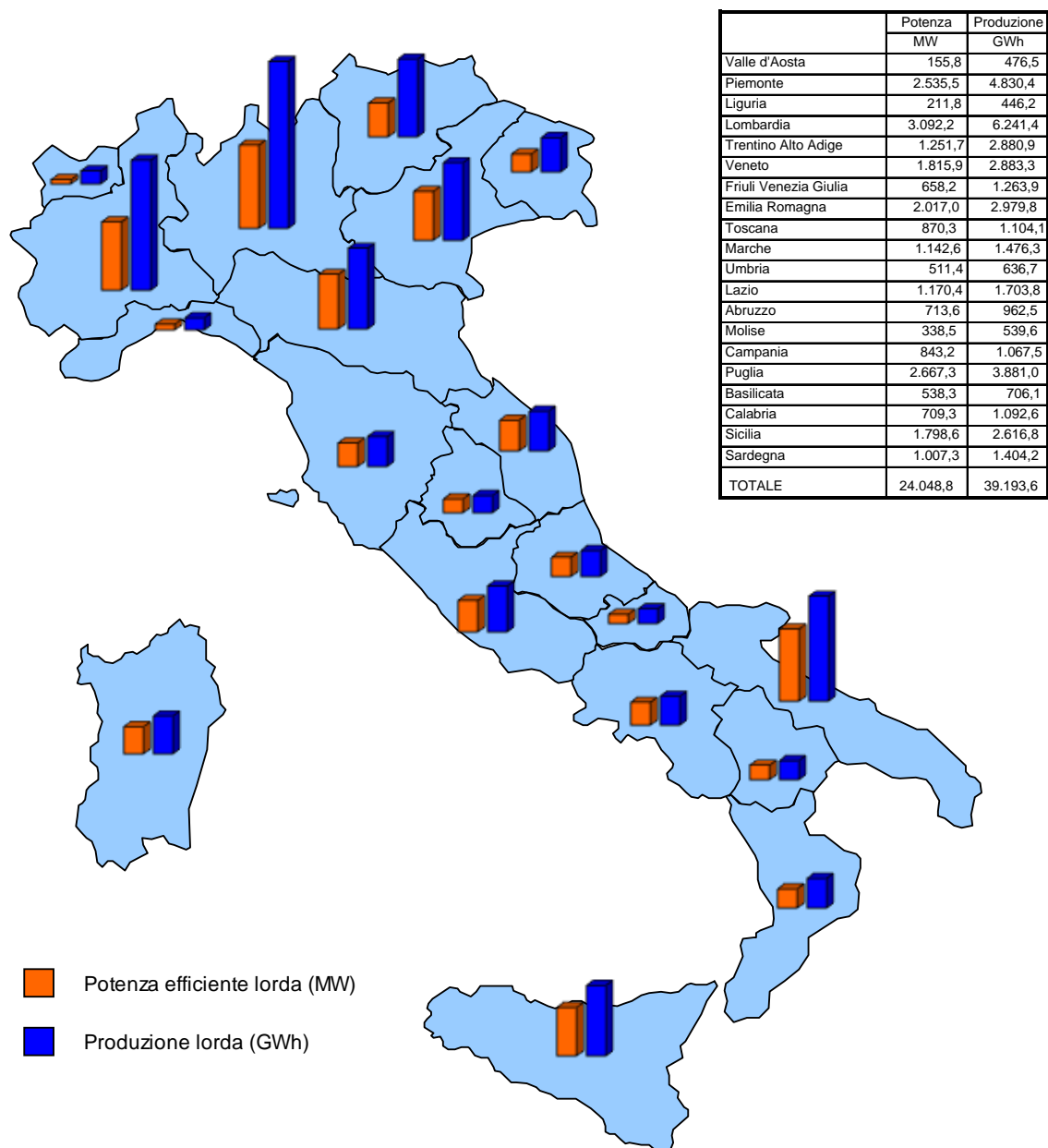


Figura 2.21¹²: Dislocazione degli impianti di GD alimentati da fonti rinnovabili (Potenza efficiente lorda totale: 24.049 MW; Produzione lorda totale: 39.194 GWh)

Infine, la [figura 2.22](#) rappresenta, in termini di potenza efficiente lorda e di energia, l'incidenza percentuale della contributo della GD rispetto al totale di ogni singola Regione.

¹² 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.

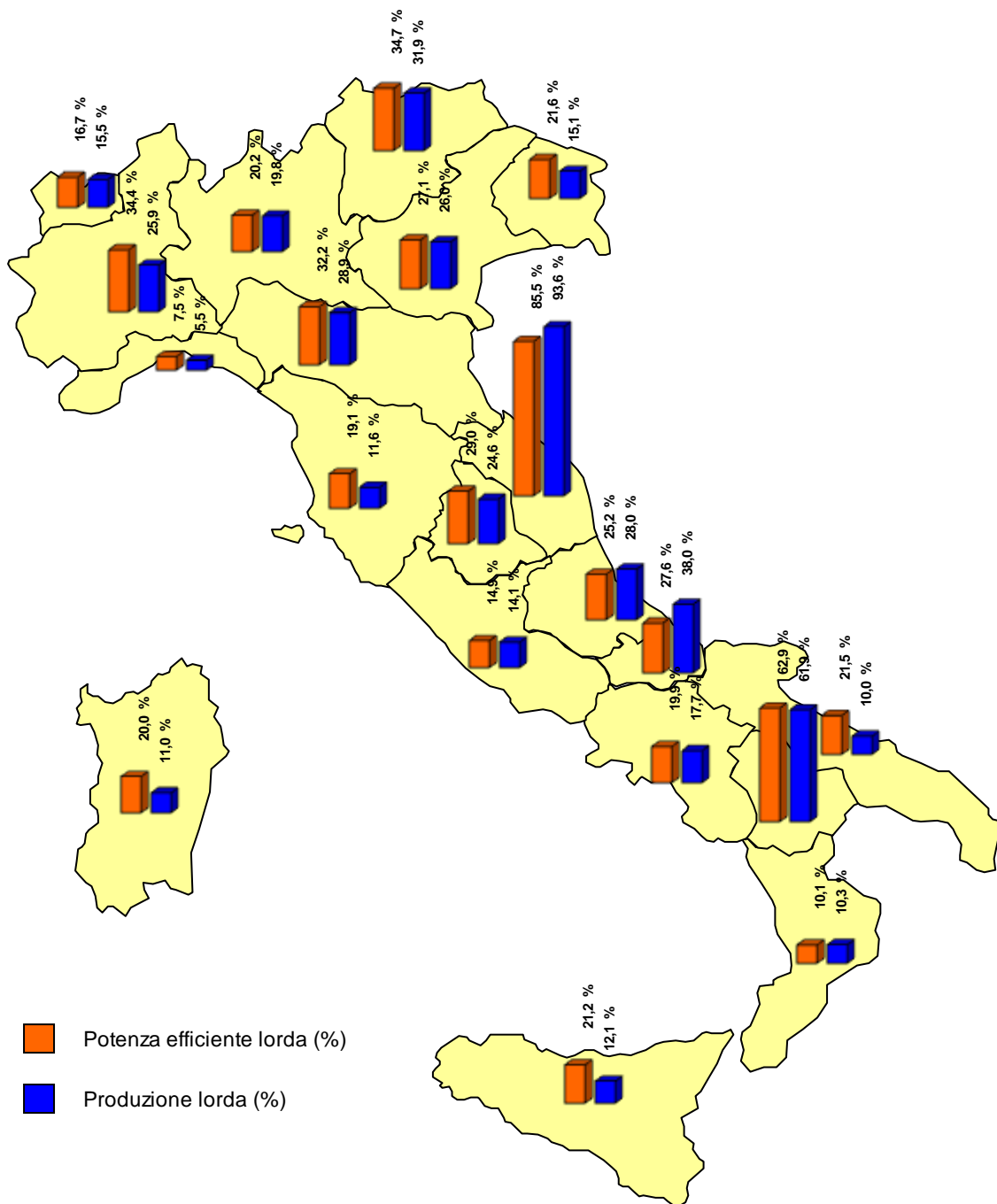


Figura 2.22: Contributo della GD in termini di potenza e di produzione sul totale regionale

2.2 Gli impianti idroelettrici nell'ambito della generazione distribuita

Nell'anno 2012 la fonte idrica ha rappresentato la terza fonte per la produzione di energia elettrica sia nell'ambito della GD con 10,9 TWh di energia elettrica prodotta (circa il 19,2% dell'intera produzione da impianti di GD e il 24,9% dell'intera produzione idroelettrica italiana) sia nell'ambito della GD-10 MVA con 8,6 TWh di energia elettrica prodotta (circa il 21,6% dell'intera produzione da impianti di GD-10 MVA e il 19,5% dell'intera produzione idroelettrica italiana). Rispetto all'anno 2011 si evidenzia che la produzione idroelettrica da GD-10 MVA si è mantenuta sostanzialmente costante.

Nell'ambito della GD, gli impianti idroelettrici sono 2.628 (figura 2.23), di cui il 78,3% ad acqua fluente (2.485 impianti per una potenza efficiente lorda pari a circa 2.552 MW), l'11,9% a bacino (82 impianti per una potenza efficiente lorda pari a circa 497 MW) e il rimanente 9,8% a serbatoio (59 impianti per una potenza efficiente lorda pari a poco meno di 577 MW). Il contributo degli impianti di pompaggio di gronda non è rilevante rispetto al totale della produzione da GD idroelettrica (2 impianti per una potenza efficiente lorda pari a poco meno di 128 MW).

Nell'ambito della GD-10 MVA, gli impianti idroelettrici sono 2.638 (figura 2.24), di cui il 87,6% ad acqua fluente (2.499 impianti per una potenza efficiente lorda pari a poco meno di 2.224 MW), l'8,4% a bacino (82 impianti per una potenza efficiente lorda pari a circa 313 MW) e il rimanente 4% a serbatoio (56 impianti per una potenza efficiente lorda pari a circa 168 MW). Il contributo degli impianti di pompaggio di gronda non è rilevante rispetto al totale della produzione da GD idroelettrica (1 impianto di potenza efficiente lorda pari a poco meno di 3 MW).

Seguendo la tendenza riscontrata anche negli anni precedenti, il mix di produzione idroelettrica in GD e in GD-10 MVA è stato molto diverso da quello nazionale dove si riscontra una più equa ripartizione dell'energia elettrica prodotta fra gli impianti a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente, con la presenza evidente anche di produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici a serbatoio con apporti da pompaggi.

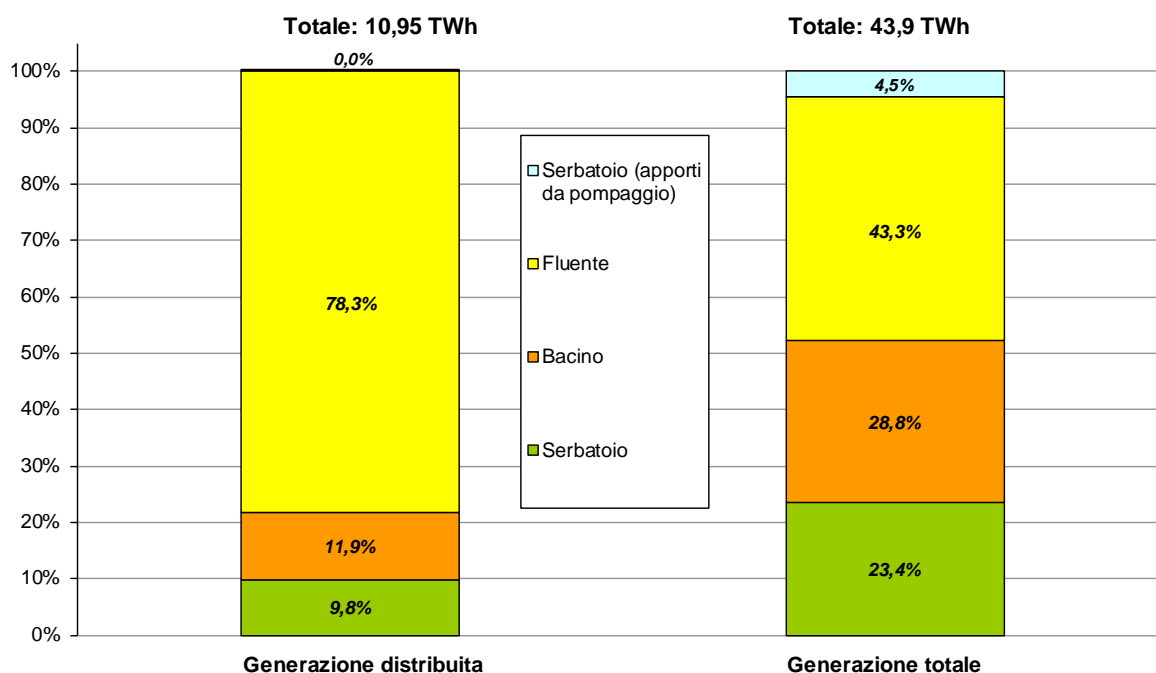


Figura 2.23: Energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici nella GD e nella generazione totale

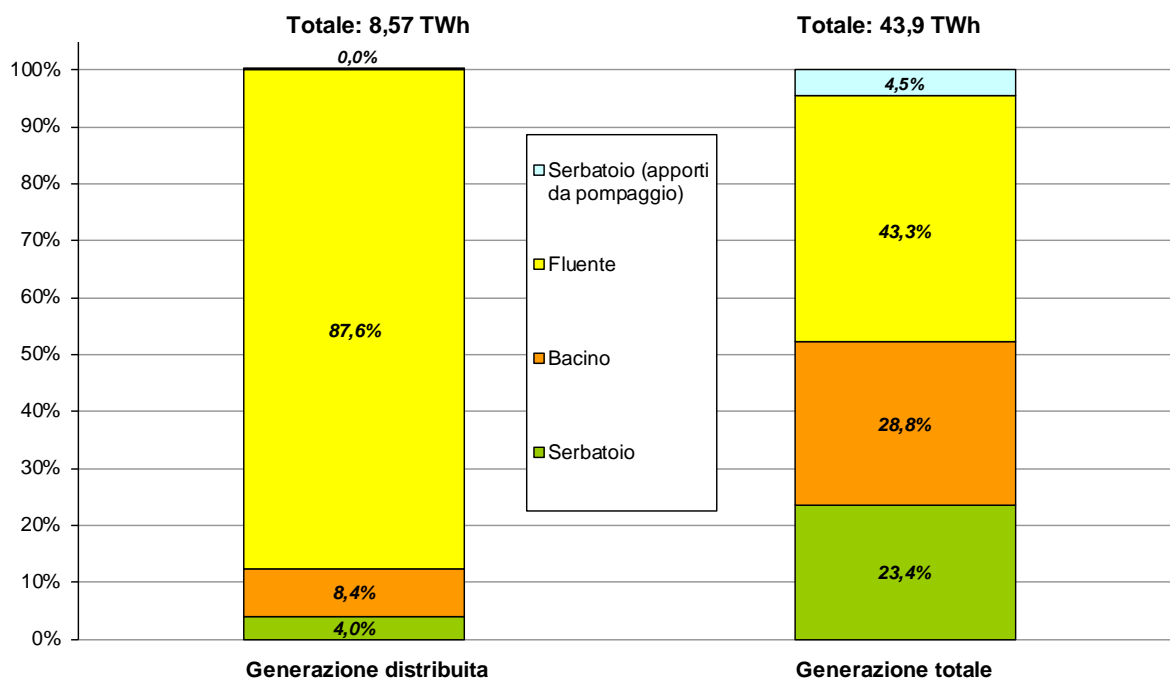


Figura 2.24: Energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici nella GD-10 MVA e nella generazione totale

Con riferimento alla distribuzione degli impianti idroelettrici ad acqua fluente di GD (94,6% del totale degli impianti idroelettrici in GD) in funzione delle classi di potenza, si nota dalla [figura 2.25](#) che il 73,8% 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 nell'anno 2012 si sono ridotti rispetto all'anno 2011, attestandosi mediamente intorno a meno di 3.500 ore per gli impianti ad acqua fluente, contro le 2.600 ore degli impianti a bacino e le circa 1.900 ore degli impianti a serbatoio. 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: 2.485

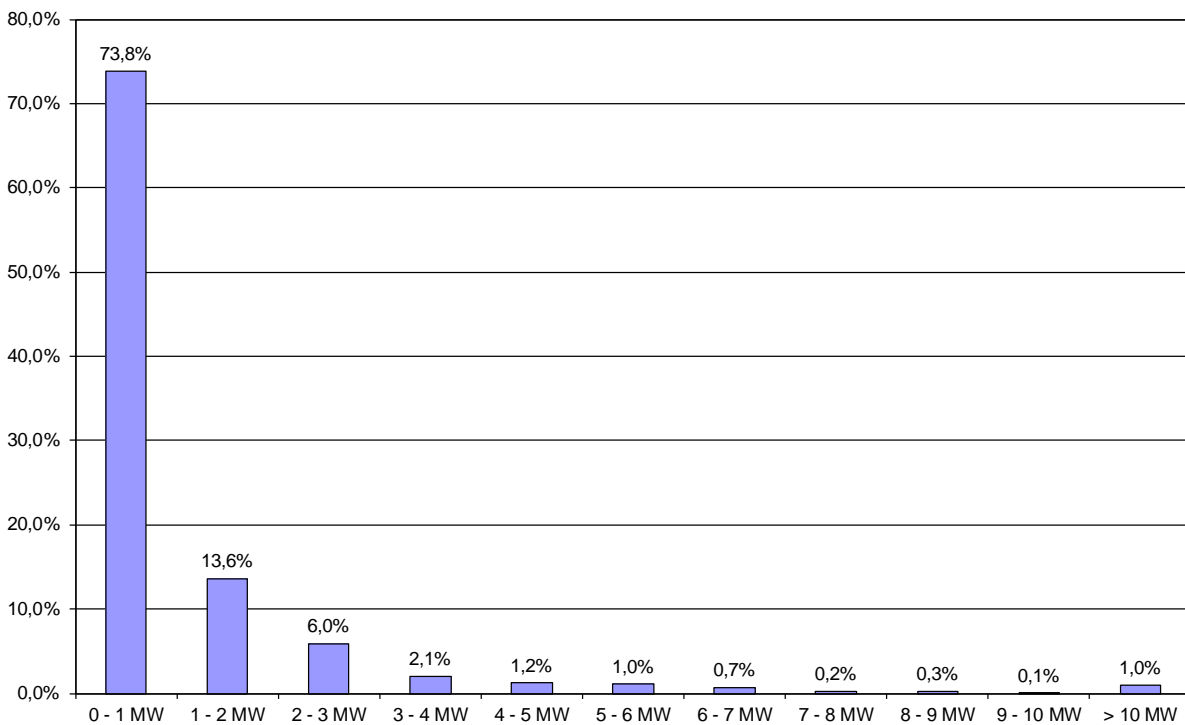


Figura 2.25: Distribuzione degli impianti idroelettrici ad acqua fluente tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD

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 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 2.26](#)).

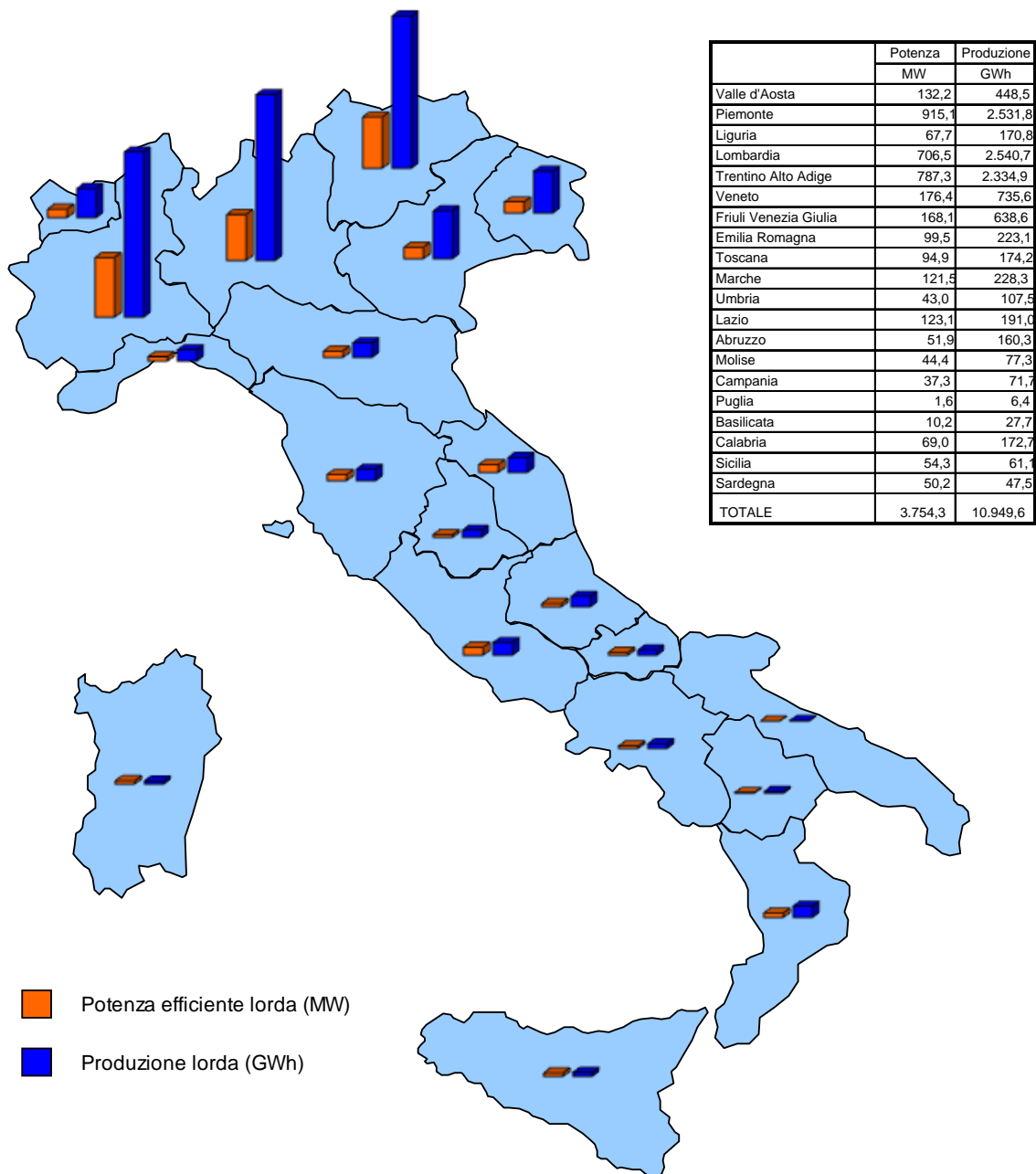


Figura 2.26: Dislocazione degli impianti idroelettrici di GD in termini di energia (Potenza efficiente lorda totale: 3.754 MW; Produzione lorda totale: 10.950 GWh)

2.3 Gli impianti eolici nell'ambito della generazione distribuita

Gli impianti eolici di GD, come verificato negli anni precedenti, risultano essere poco numerosi perché generalmente gli impianti eolici tendono ad avere dimensioni (in termini di potenza installata) superiori a quelle caratteristiche della GD. Analizzando la [figura 2.27](#), 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, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna.

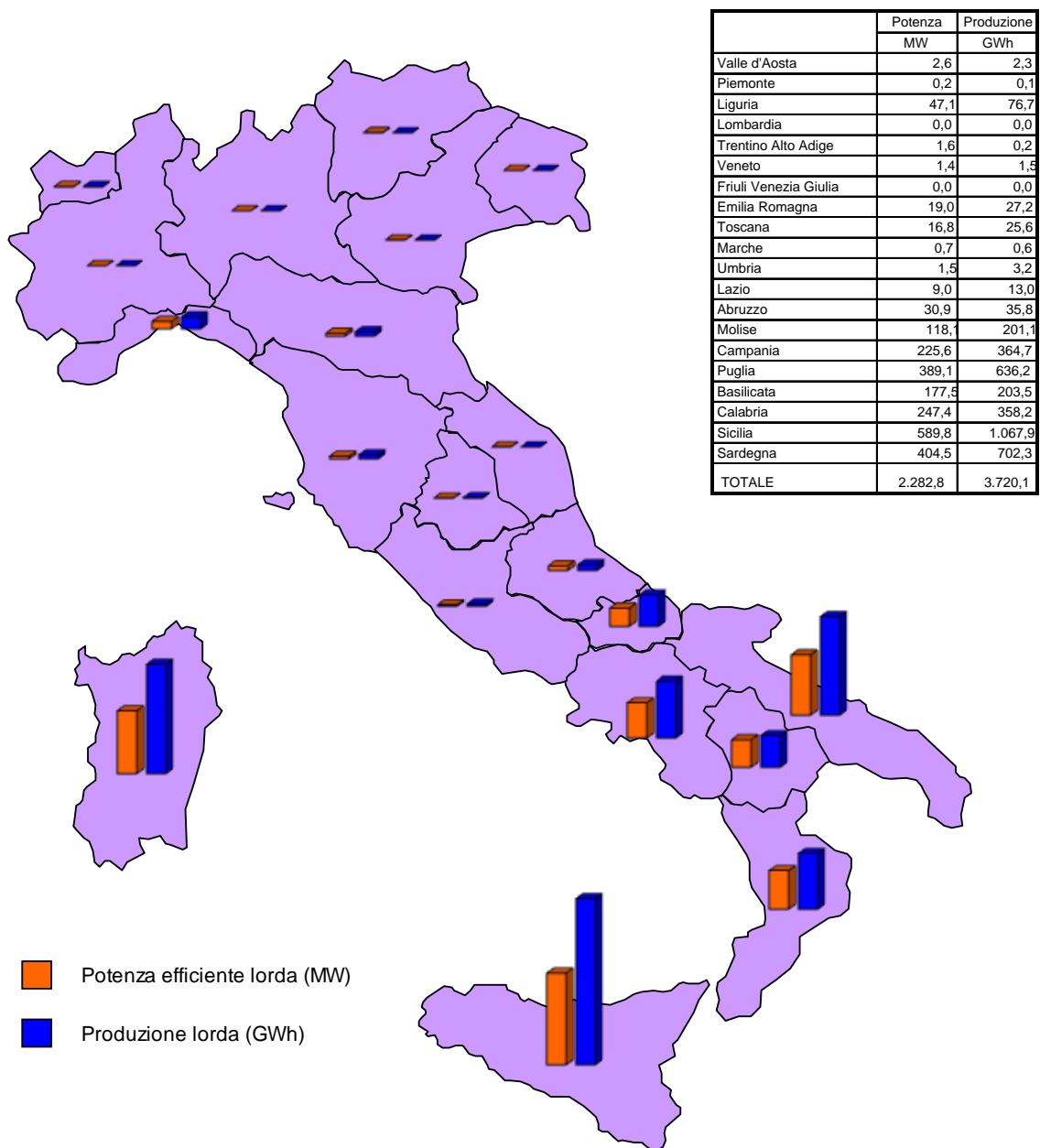


Figura 2.27: Dislocazione degli impianti eolici di GD (Potenza efficiente lorda totale: 2.283 MW; Produzione lorda totale: 3.720 GWh)

2.4 Gli impianti fotovoltaici nell'ambito della generazione distribuita

Nell'anno 2012, in Italia, la produzione lorda di energia elettrica da impianti fotovoltaici di GD, relativa a 484.912 impianti fotovoltaici per una potenza efficiente lorda totale pari a 15.682 MW, è stata pari a 17.764 GWh.

La produzione lorda di energia elettrica da impianti fotovoltaici di GD-10 MVA, relativa a 485.004 impianti per una potenza efficiente lorda totale pari a 16.420 MW, è stata pari a 18.076 GWh. Tale produzione, rispetto all'anno 2011, ha presentato un notevole incremento, pari a circa 8.814 GWh.

L'analisi dei dati relativi agli impianti fotovoltaici di GD-10 MVA evidenzia una crescita notevole del numero di impianti fotovoltaici installati nell'anno 2012 (mantenendo il *trend* di crescita pari a circa 150.000 nuovi impianti installati per ognuno degli anni 2011 e 2012), dai 330.168 impianti in esercizio nell'anno 2011 ai 478.277 nell'anno 2012, comportando un incremento della potenza efficiente lorda totale pari a 4.165 MW. 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.C sono riportati i dati relativi alla GD e nella tabella 2.D sono riportati i dati relativi alla GD-10 MVA, in termini di numero di impianti, potenza efficiente lorda, produzione lorda di energia elettrica e produzione netta di energia elettrica, distinta tra la quota consumata in loco e la quota immessa in rete¹³, con dettaglio regionale. Nella figura 2.28 è rappresentata la distribuzione regionale della potenza efficiente lorda, della produzione netta consumata in loco e della produzione netta immessa in rete relative alla GD.

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, nell'anno 2012, nel caso della GD-10 MVA, la quota di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e consumata in loco è risultata minore rispetto agli anni precedenti, attestandosi intorno al 14,5% (a fronte del precedente 23,6%), pur in presenza di un aumento della quantità di energia elettrica consumata in sito (+0,18 TWh), per effetto del maggior aumento, in termini relativi e assoluti, della quantità di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e immessa in rete.

Infine si evince che tutte le regioni presentano un rapporto tra la quantità di energia elettrica consumata in loco e la quantità di energia elettrica prodotta inferiore al 30% (sia nel caso della GD che nel caso della GD-10 MVA). Fanno eccezione solo il Trentino Alto Adige, per il quale il rapporto tra la quantità di energia elettrica consumata in loco e la quantità di energia elettrica prodotta è pari al 33,7%, e la Valle d'Aosta, per la quale il rapporto tra la quantità di energia elettrica consumata in loco e la quantità di energia elettrica prodotta è pari all'80,3%.

¹³ 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	1.529	17.873	17.727.058	14.228.943	3.448.450
Piemonte	34.104	1.369.658	1.426.078.463	180.383.822	1.227.172.587
Liguria	4.387	73.704	72.421.189	21.036.717	50.839.166
Lombardia	68.434	1.821.827	1.681.345.027	384.299.051	1.281.333.323
Trentino Alto Adige	18.399	370.183	359.262.739	121.161.438	236.357.441
Veneto	64.935	1.367.230	1.356.239.389	309.978.630	1.034.926.036
Friuli Venezia Giulia	22.495	405.058	403.065.804	90.380.192	309.177.073
Emilia Romagna	44.937	1.567.338	1.698.107.183	263.591.583	1.415.379.060
Toscana	24.743	628.082	665.209.331	120.203.062	538.428.561
Marche	17.176	980.301	1.137.746.344	135.764.488	987.554.258
Umbria	11.430	415.184	471.667.674	70.217.843	396.073.205
Lazio	26.697	894.491	1.087.629.144	158.104.938	915.588.049
Abruzzo	11.937	608.956	707.538.619	54.966.848	643.677.818
Molise	2.587	158.125	191.008.915	8.542.188	180.028.683
Campania	16.570	525.810	549.927.611	105.392.529	438.433.930
Puglia	33.544	2.207.513	3.119.974.624	149.684.361	2.925.293.148
Basilicata	5.602	330.042	406.809.717	56.254.041	345.659.614
Calabria	14.486	353.180	389.067.346	63.644.719	321.803.634
Sicilia	32.001	1.073.596	1.418.209.627	130.713.383	1.270.093.712
Sardegna	22.284	514.151	604.719.710	94.177.129	504.018.047
TOTALE	478.277	15.682.302	17.763.755.514	2.532.725.905	15.025.285.794

Tabella 2.C: Dislocazione degli impianti fotovoltaici di GD

Regione	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (kW)	Produzione lorda (kWh)	Produzione netta (kWh)	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Valle d'Aosta	1.529	17.873	17.727.058	14.228.943	3.448.450
Piemonte	34.104	1.369.658	1.426.078.463	180.383.822	1.229.221.544
Liguria	4.387	73.704	72.421.189	21.036.717	50.839.166
Lombardia	68.434	1.821.827	1.681.345.027	384.299.051	1.282.297.435
Trentino Alto Adige	18.399	370.183	359.262.739	121.161.438	236.357.441
Veneto	64.938	1.482.017	1.381.010.827	309.978.630	1.059.202.046
Friuli Venezia Giulia	22.495	405.058	403.065.804	90.380.192	309.177.073
Emilia Romagna	44.938	1.609.751	1.707.024.529	263.591.583	1.424.118.059
Toscana	24.744	644.709	674.231.636	126.419.990	541.053.491
Marche	17.176	980.301	1.137.746.344	135.764.488	987.554.258
Umbria	11.430	415.184	471.667.674	70.217.843	396.073.205
Lazio	26.705	1.067.961	1.198.448.891	158.104.938	1.024.191.401
Abruzzo	11.937	608.956	707.538.619	54.966.848	643.677.818
Molise	2.587	158.125	191.008.915	8.542.188	180.028.683
Campania	16.570	546.220	549.927.611	105.392.529	438.433.930
Puglia	33.553	2.449.083	3.235.102.888	208.542.861	2.979.260.346
Basilicata	5.602	330.042	406.809.717	56.254.041	345.659.614
Calabria	14.487	385.203	398.476.992	63.644.719	354.530.042
Sicilia	32.003	1.125.766	1.452.273.252	154.373.599	1.279.815.849
Sardegna	22.284	558.213	604.719.710	94.177.129	504.018.047
TOTALE	478.302	16.419.834	18.075.887.885	2.621.461.549	15.268.957.898

Tabella 2.D: Dislocazione degli impianti fotovoltaici di GD-10 MVA

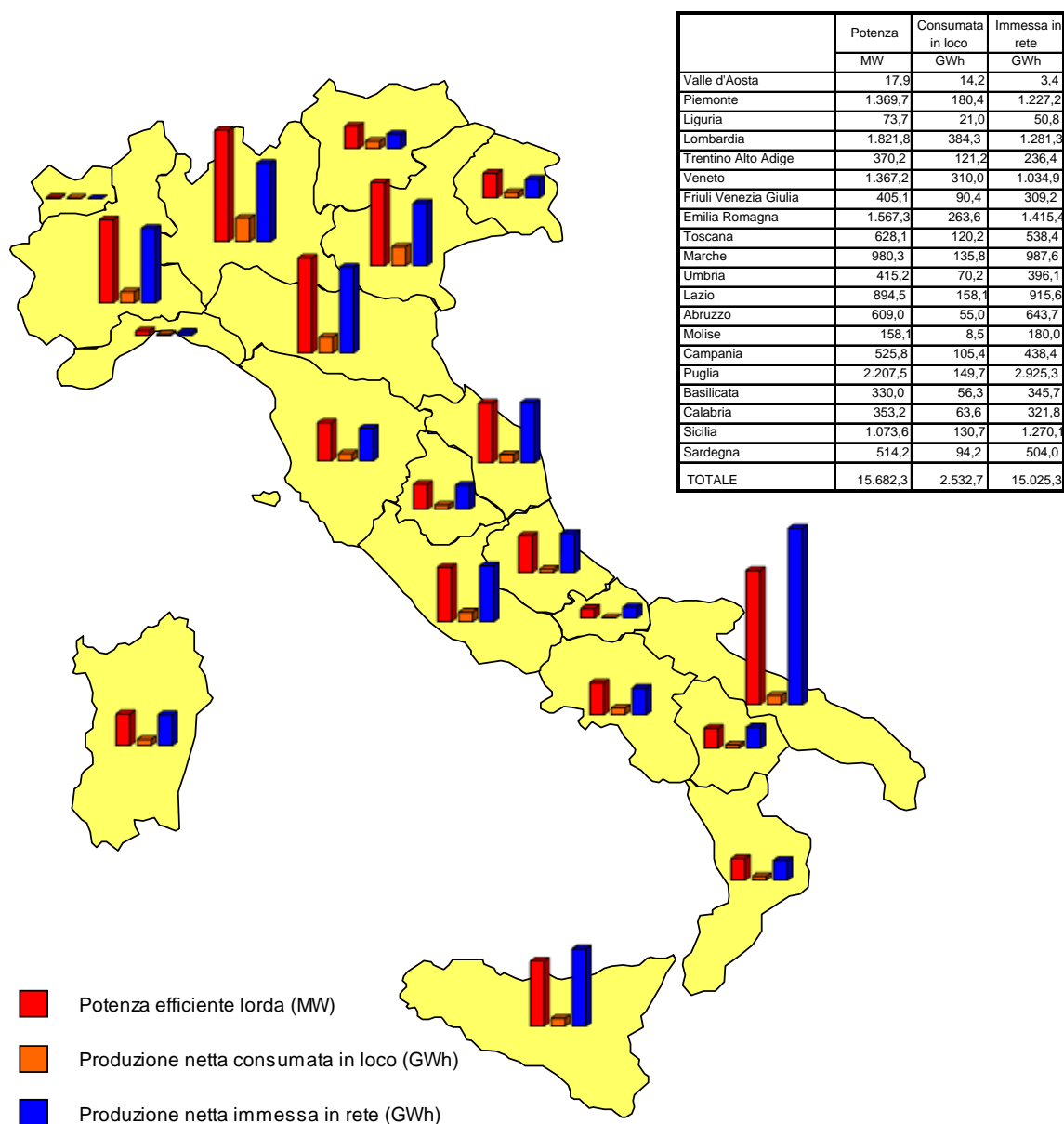


Figura 2.28: Dislocazione degli impianti fotovoltaici di GD (Potenza efficiente lorda totale: 15.682 MW; Produzione netta totale consumata in loco: 2.533 GWh; Produzione netta totale immessa in rete: 15.025 GWh)

2.5 Gli impianti termoelettrici nell'ambito della generazione distribuita

La produzione da GD termoelettrica nell'anno 2012 è risultata essere pari a 24,6 TWh con 3.166 impianti in esercizio per 4.090 sezioni e una potenza efficiente lorda totale pari a 8.655 MW. Dei 3.166 impianti termoelettrici, 2.051 (per una potenza pari a 1.911 MW) sono alimentati da biomasse, biogas o bioliquidi, 55 (per una potenza pari a 344 MW) sono alimentati da rifiuti solidi urbani, 1.023 impianti (per una potenza pari a 6.325 MW) sono alimentati da fonti non rinnovabili e 37 impianti (per una potenza pari a 75 MW) sono ibridi.

La produzione da GD-10 MVA termoelettrica nell'anno 2012 è risultata essere pari a 12,2 TWh con 3.259 impianti in esercizio per 3.904 sezioni e una potenza efficiente lorda totale pari a 3.805 MW. Dei 3.259 impianti, 2.071 (per una potenza pari a 1.765 MW) sono alimentati da biomasse, biogas o bioliquidi, 44 (per una potenza pari a 165 MW) sono alimentati da rifiuti solidi urbani, 1.101

impianti (per una potenza pari a 1.792 MW) sono alimentati da fonti non rinnovabili e 43 impianti (per una potenza pari a 83 MW) sono ibridi.

La GD termoelettrica, rispetto alla GD-10 MVA termoelettrica, presenta un minor numero di impianti con una potenza efficiente lorda complessiva e una produzione lorda complessiva decisamente superiori; ciò deriva dalla presenza di impianti termoelettrici, soprattutto alimentati da fonti non rinnovabili (eventualmente anche in assetto cogenerativo) di potenza maggiore o uguale a 10 MVA connessi alle reti di distribuzione.

Come già descritto nel paragrafo 1.3 e come effettuato anche nei precedenti monitoraggi, nel caso di impianti termoelettrici risulta più opportuno sviluppare le analisi considerando le singole sezioni dell'impianto, piuttosto che l'impianto medesimo nella sua interezza. Infatti esistono impianti termoelettrici con più sezioni tra loro diverse sia per tecnologia impiantistica, sia per combustibile di alimentazione utilizzato, specialmente nel caso degli impianti ibridi.

Analizzando la distribuzione degli impianti sul territorio nazionale si nota che, come evidenziato nei monitoraggi degli anni precedenti, 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 2.29](#)).

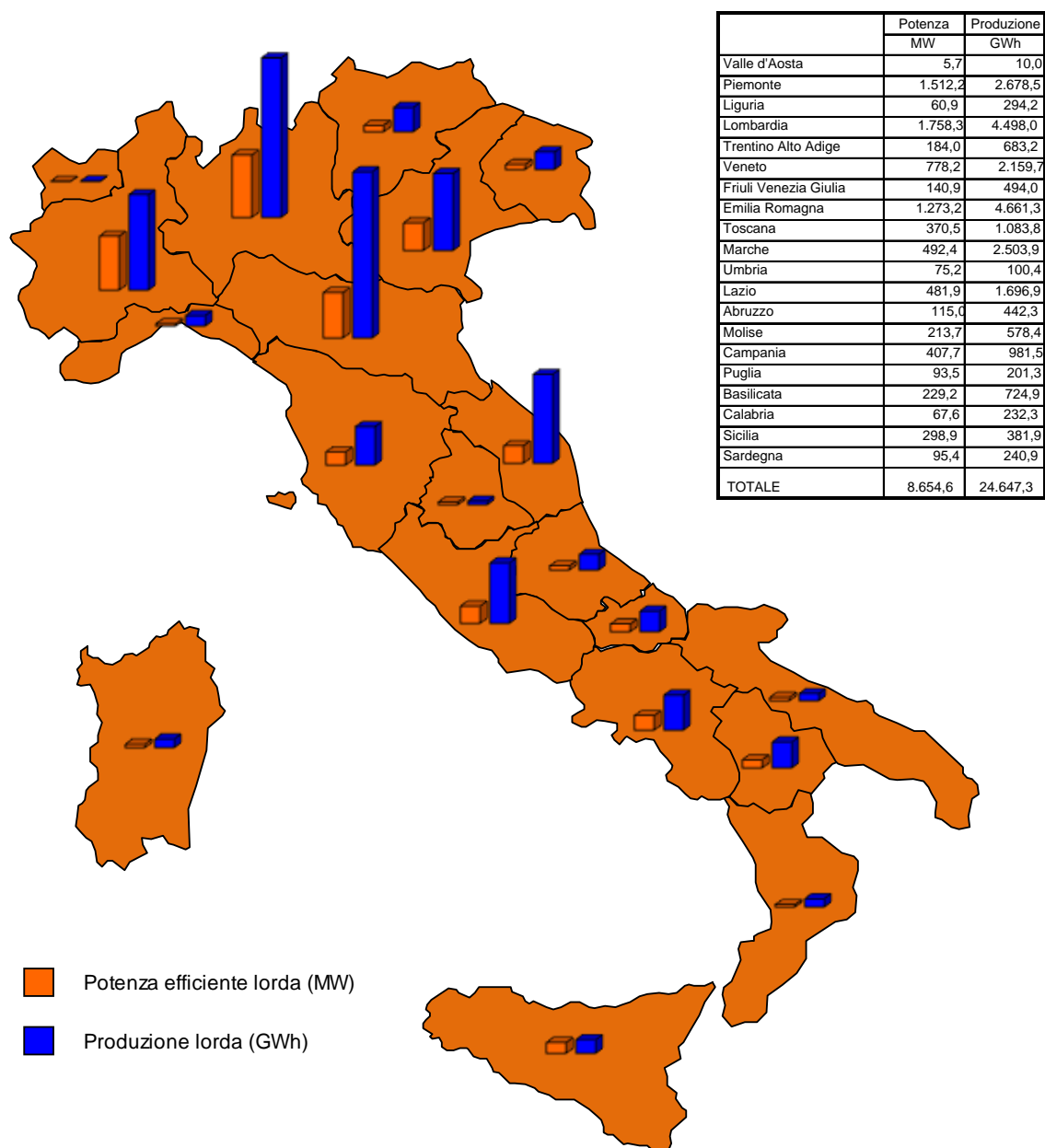


Figura 2.29: Dislocazione degli impianti termoelettrici di GD (Potenza efficiente lorda totale: 8.655 MW; Produzione lorda totale: 24.647 GWh)

Per quanto riguarda la fonte di alimentazione, si può osservare che, nell'ambito della GD termoelettrica, è molto rilevante l'utilizzo del gas naturale per la produzione di energia elettrica (55,1%), mentre la produzione da fonti rinnovabili rappresenta il 24,5% del totale (figura 2.30). Una situazione diversa, soprattutto con riferimento alle fonti rinnovabili, contraddistingue la GD-10 MVA termoelettrica nell'ambito della quale, pur in presenza di un rilevante utilizzo di gas naturale (47,2%), è anche rilevante l'utilizzo di fonti rinnovabili (45,2%), soprattutto biogas (figura 2.31).

Il mix di fonti relativo alla GD termoelettrica e alla GD-10 MVA termoelettrica, come anche verificato nei precedenti monitoraggi, è molto diverso da quello che caratterizza l'intera produzione termoelettrica italiana nell'ambito della quale il 58,9% dell'energia elettrica è prodotta utilizzando gas naturale, il 21,4% utilizzando carbone, circa il 5,7% utilizzando fonti rinnovabili e la rimanente parte utilizzando altre fonti non rinnovabili, quali ad esempio prodotti petroliferi (figura 2.32).

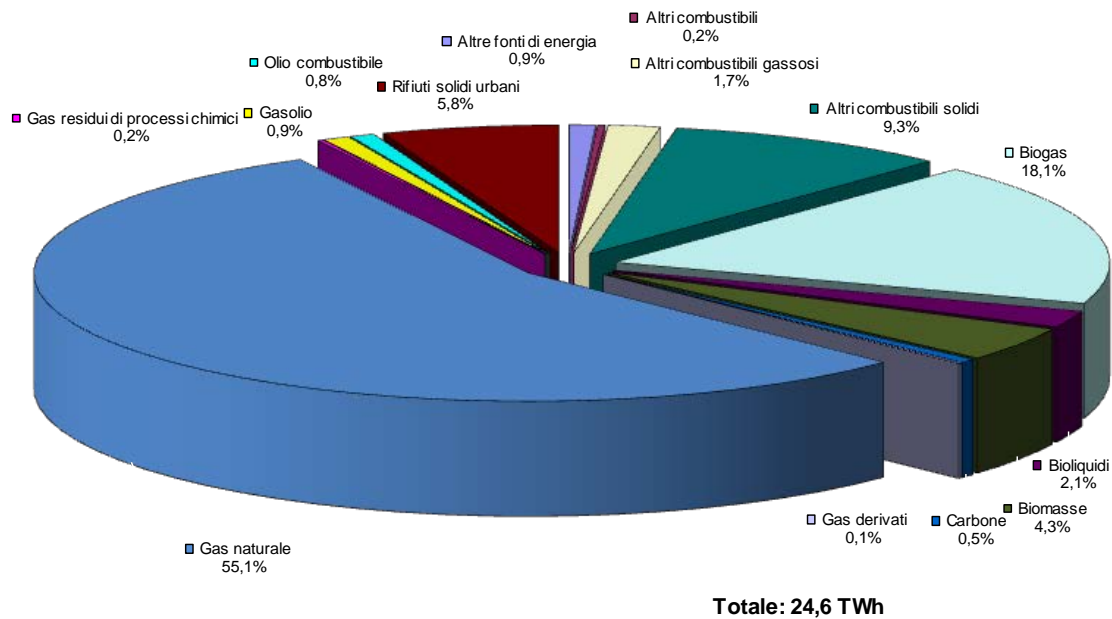


Figura 2.30¹⁴: *Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD termoelettrica*

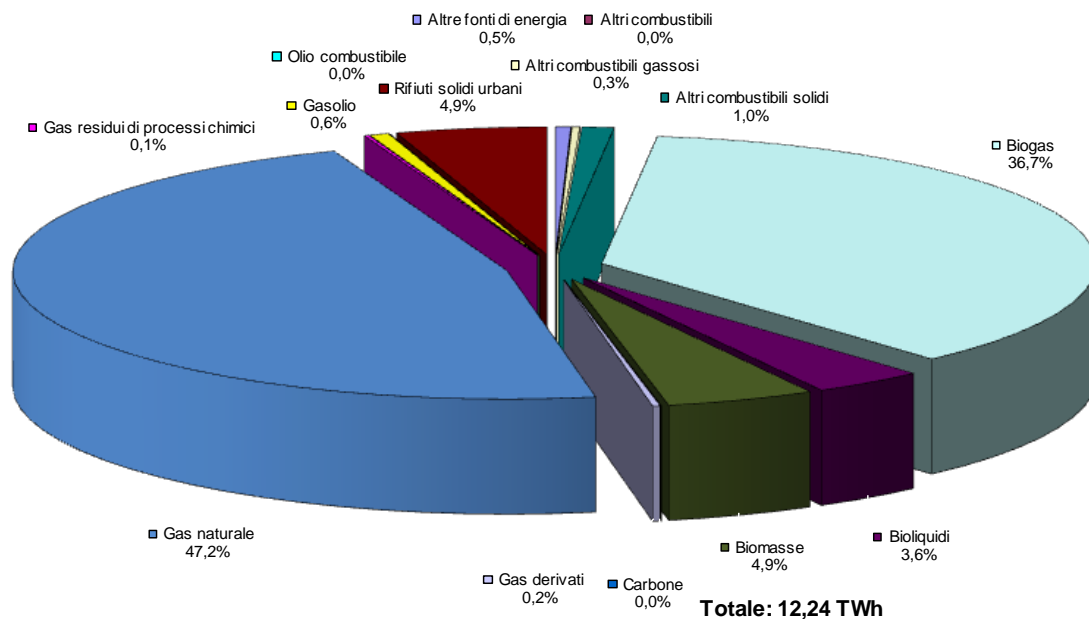


Figura 2.31¹⁴: *Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD-10 MVA termoelettrica*

¹⁴ Nelle figure riportate nel presente paragrafo con il termine “altri combustibili” si intende la nafta, con il termine “altri combustibili gassosi” si intendono gli altri combustibili gassosi non meglio identificati, il gas di petrolio liquefatto, il gas di raffineria e il gas di sintesi da processi di gassificazione, con il termine “altri combustibili solidi” si intendono gli altri combustibili solidi non meglio identificati e i rifiuti industriali non biodegradabili, con il termine “biogas” si intendono i biogas da attività agricole e forestali, i biogas da deiezioni animali, i biogas da fanghi di depurazione, i biogas da FORSU, i biogas da 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 “bioliquidi” si intendono i bioliquidi non meglio identificati, il biodiesel, gli oli vegetali grezzi e i rifiuti liquidi biodegradabili, con il termine “biomasse” si intendono le biomasse solide e le biomasse da rifiuti completamente biodegradabili, e con il termine “gas derivati” si intendono il gas di cokeria e il gas da estrazione. I singoli apporti di tali combustibili nell'ambito della GD sono esplicitati nelle tabelle in Appendice.

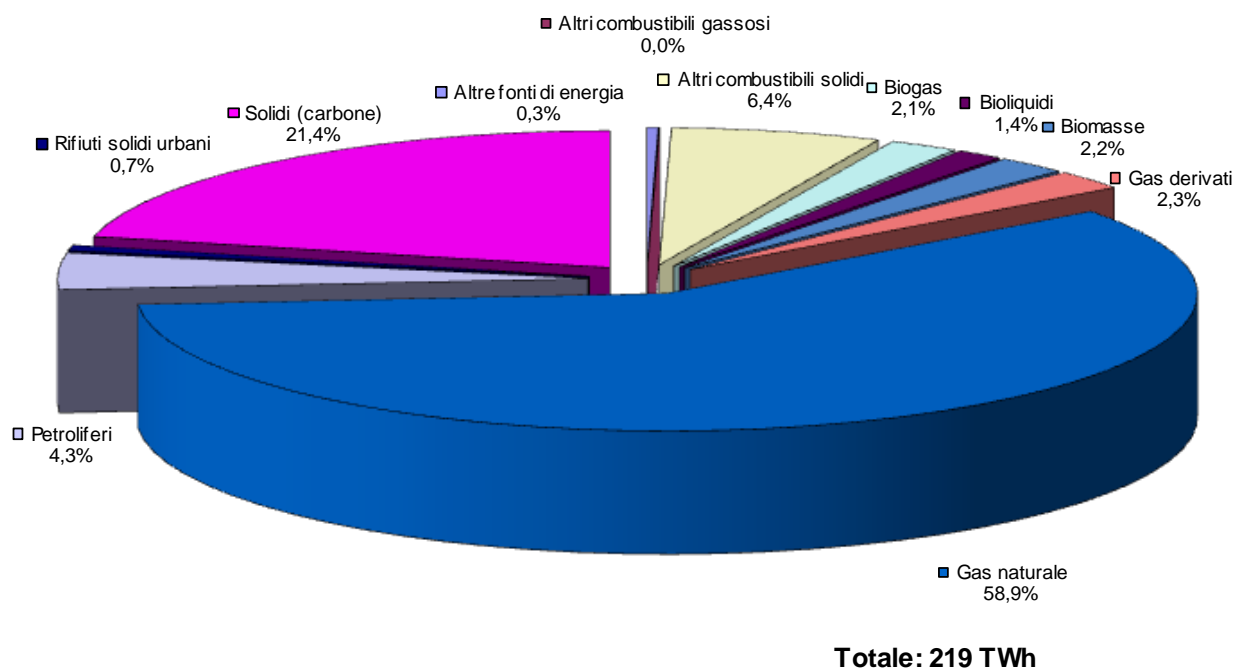


Figura 2.32: *Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della generazione termoelettrica nazionale totale*

Con riferimento all'analisi delle differenze riscontrabili fra gli impianti di produzione di sola energia elettrica e gli impianti di cogenerazione si confermano le considerazioni già esposte negli anni scorsi. Infatti, in relazione sia alla GD che alla GD-10 MVA, nel caso di sola produzione di energia elettrica le fonti maggiormente utilizzate, in termini percentuali, sono le fonti rinnovabili (61,8% per la GD e 75,6% per la GD-10 MVA) e soprattutto il biogas (45,9% per la GD e 64,9% per la GD-10 MVA), nonché i rifiuti solidi urbani (20,4% nel caso della GD e 11,4% nel caso della GD-10 MVA), a dimostrazione che la principale motivazione alla base della scelta di installare impianti termoelettrici di GD (ovvero di GD-10 MVA) per la sola produzione di energia elettrica è lo sfruttamento di combustibili rinnovabili o rifiuti solidi urbani. Invece, nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore, il mix è molto più spostato verso le fonti non rinnovabili, per lo più gas naturale che incide per il 66,5% della totale produzione nel caso della GD e per il 62,7% della totale produzione nel caso della GD-10 MVA ([figura 2.33](#) e [figura 2.35](#) nel caso della GD e [figura 2.34](#) e [figura 2.36](#) nel caso della GD-10 MVA).

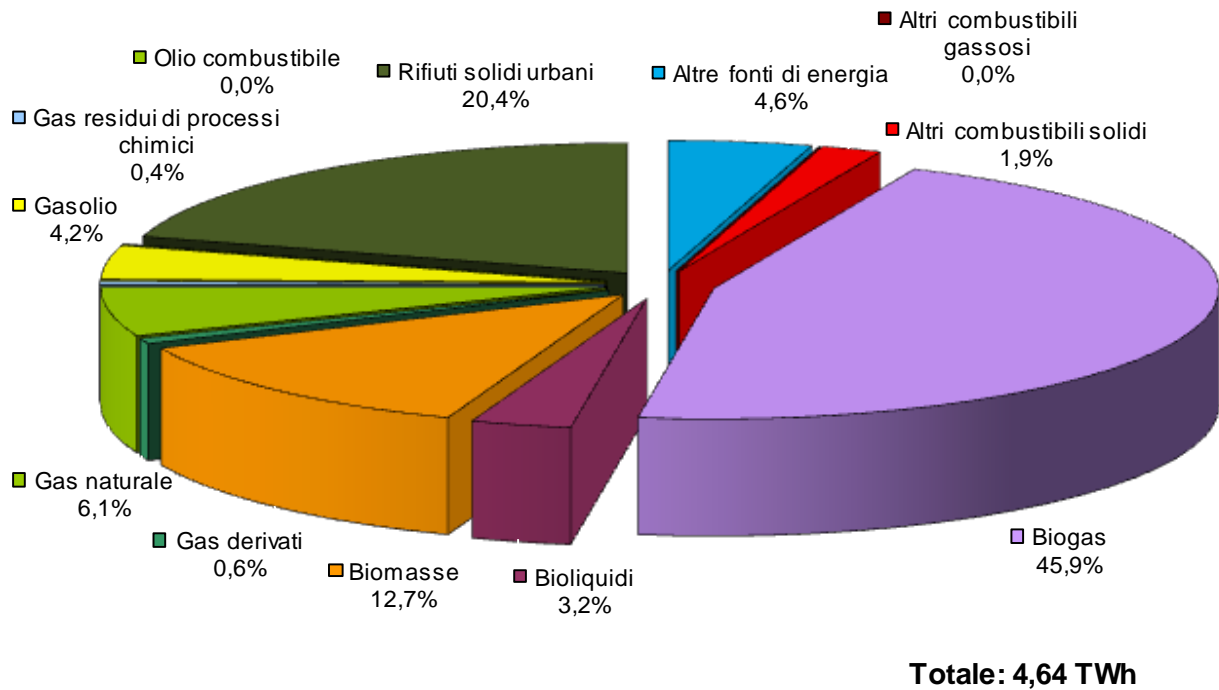


Figura 2.33¹⁴: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD termoelettrica per la sola produzione di energia elettrica

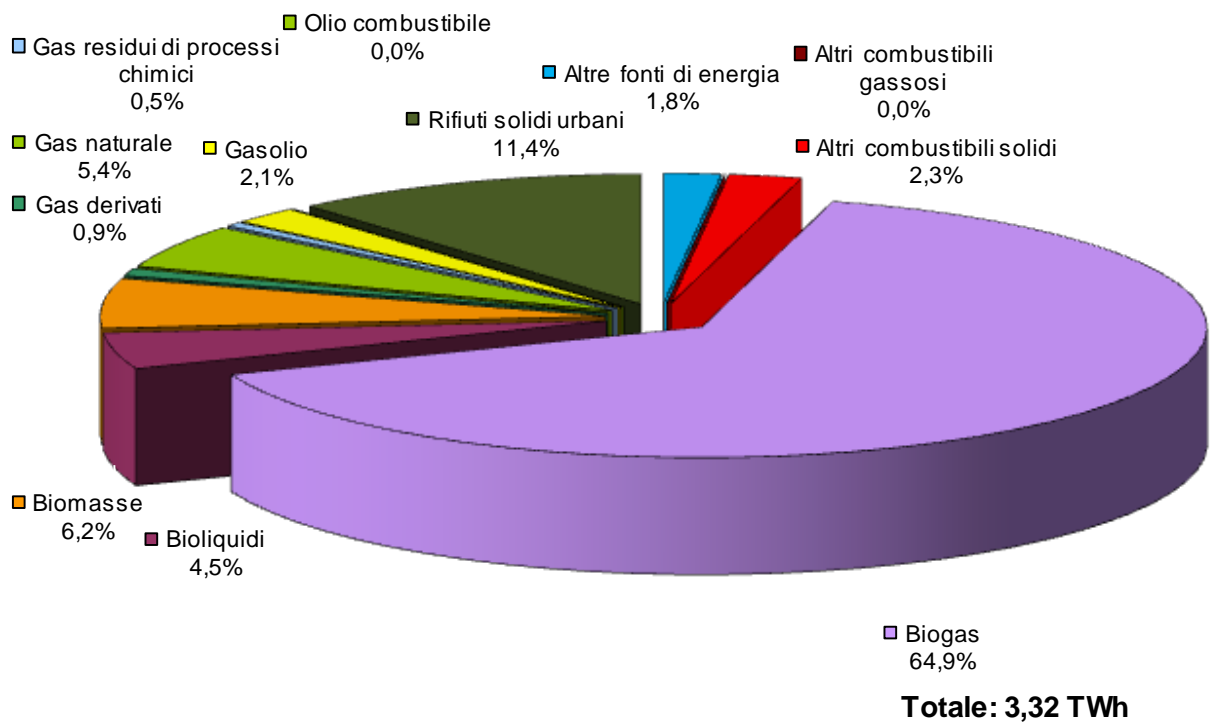


Figura 2.34¹⁴: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD-10 MVA termoelettrica per la sola produzione di energia elettrica

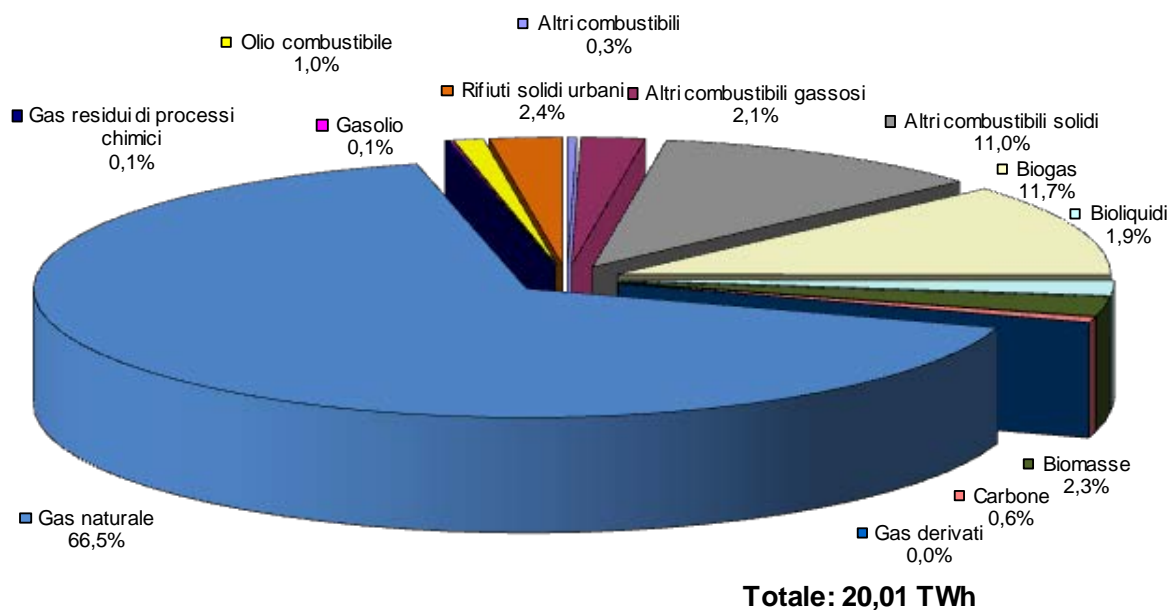


Figura 2.35¹⁴: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD termoelettrica per la produzione combinata di energia elettrica e calore

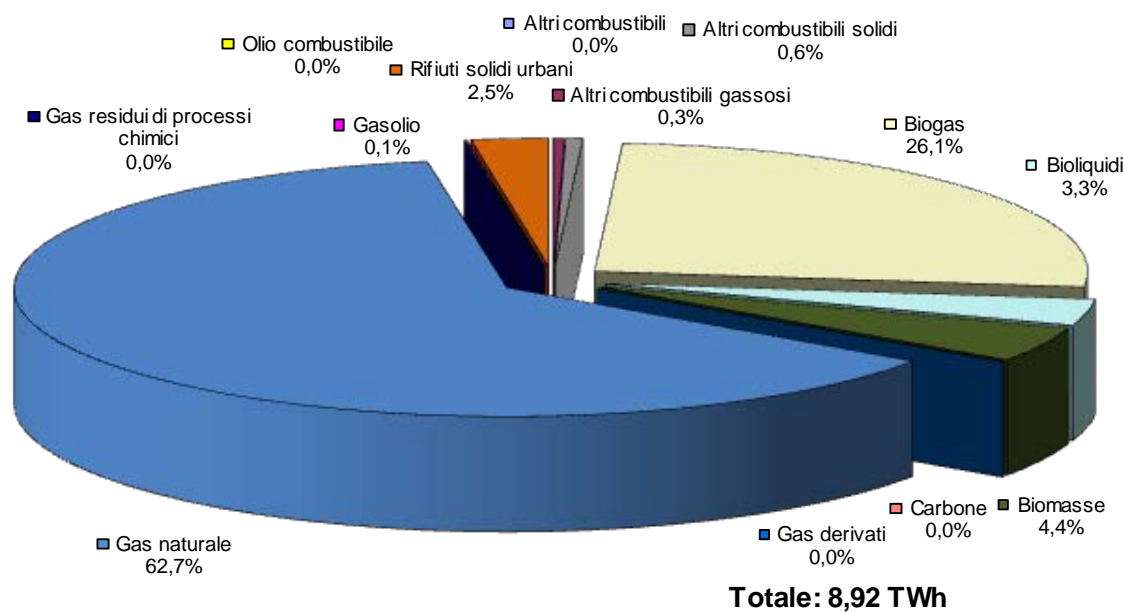


Figura 2.36¹⁴: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della GD-10 MVA termoelettrica per la produzione combinata di energia elettrica e calore

Esaminando il rapporto tra la produzione consumata in loco e quella immessa in rete, nell'ambito della GD-10 MVA termoelettrica, la situazione resta simile a quella registrata negli anni precedenti, con un consumo in loco dell'energia prodotta complessivamente pari al 37,2% dell'intera produzione lorda, con rapporti diversi in funzione della tipologia di combustibile utilizzato (5,8% nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, 17,3% nel caso di impianti alimentati da rifiuti solidi urbani, 67,1% nel caso di impianti alimentati da fonti non rinnovabili e 44,7% nel caso di impianti ibridi). Nell'ambito della GD termoelettrica, la situazione è differente, con un'incidenza

del consumo in loco dell'energia prodotta inferiore rispetto alla GD-10 MVA e complessivamente pari al 25,8% del totale, con rapporti diversi in funzione della tipologia di combustibile utilizzato (6,6% nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, 15,4% nel caso di impianti alimentati da rifiuti solidi urbani, 37,9% nel caso di impianti alimentati da fonti non rinnovabili e 49% nel caso di impianti ibridi).

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 (e la GD-10 MVA): da un lato soddisfare le richieste locali di energia elettrica (ed eventualmente anche di calore) e dall'altro sfruttare le risorse rinnovabili diffuse non altrimenti sfruttabili. La differenza tra le incidenze percentuali della produzione consumata in loco sul totale nel caso della GD e della GD-10 MVA è sostanzialmente imputabile alla presenza nel perimetro della GD di impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili di potenza maggiore o uguale a 10 MVA connessi alle reti di distribuzione che producono energia elettrica con l'obiettivo principale di immetterla in rete.

Ancor più evidenti appaiono le differenziazioni se, nell'ambito della GD termoelettrica, si analizzano separatamente gli impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica e gli impianti destinati alla produzione combinata di energia elettrica e termica. Nel primo caso infatti l'energia consumata in loco è il 13,9% della produzione totale lorda, mentre nel secondo caso rappresenta il 32,4% 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 2.37).

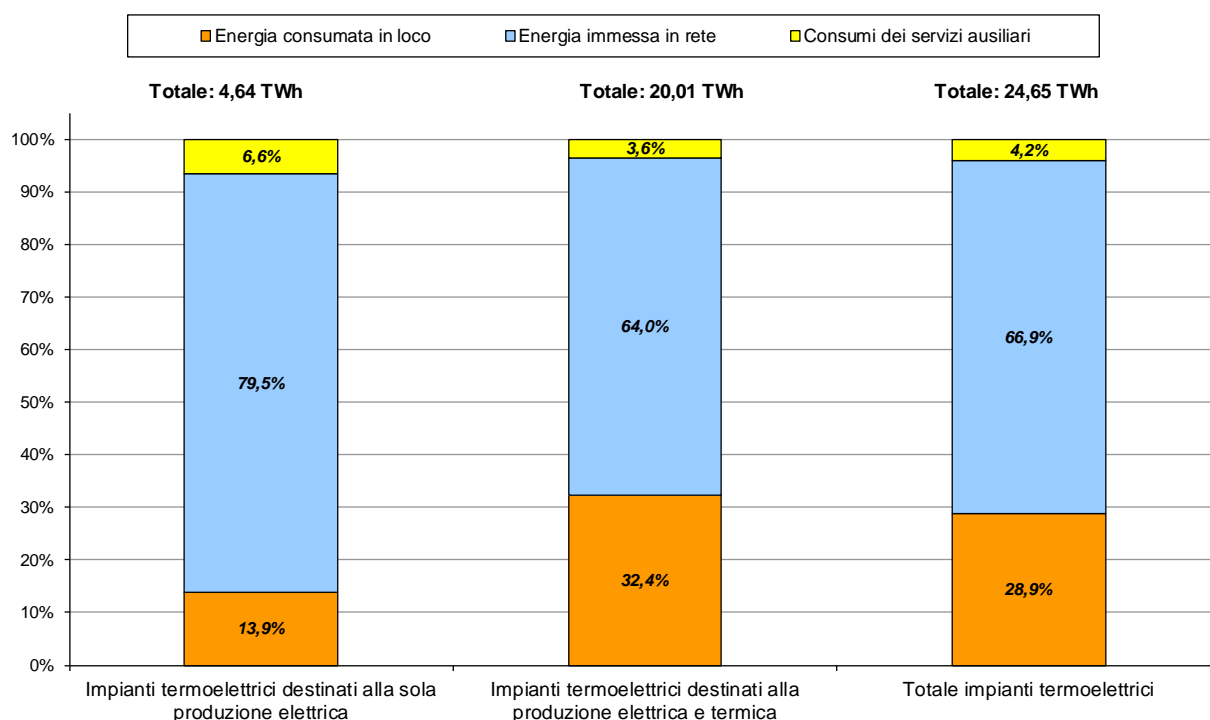


Figura 2.37: Ripartizione della produzione da impianti termoelettrici tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata nell'ambito della GD

Anche per quanto riguarda i fattori di utilizzo, nell'ambito della GD si nota che, nel caso degli impianti termoelettrici alimentati da fonti rinnovabili, i fattori medi di utilizzo si attestano intorno a 5.200 ore per impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica e intorno a 5.650 ore per

impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore; invece, nel caso degli impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili, i fattori medi di utilizzo si attestano intorno a 3.350 ore per impianti destinati alla sola produzione di energia elettrica e intorno a 4.050 ore per impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore. I valori mediamente maggiori dei fattori di utilizzo nel caso degli impianti di produzione combinata di energia elettrica e calore, sia alimentati da fonti rinnovabili che da fonti non rinnovabili, testimoniano un uso efficiente di tali tipologie impiantistiche.

Concentrandosi sui motori primi impiegati nella GD, si nota che l'88,7% 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 di taglia fino a 1 MW (l'85,3% nel caso di sola produzione di energia elettrica e l'80,8% nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore – [figura 2.38](#) e [figura 2.39](#)), che è maggiore di quasi 600 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 e che 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 calore risulta diffuso, oltre ai motori a combustione interna, l'impiego degli impianti turbogas (134 sezioni) con taglie dei motori primi per lo più fino a 8 MW ma con un picco nel "range" fino a 1 MW ([figura 2.40](#)).

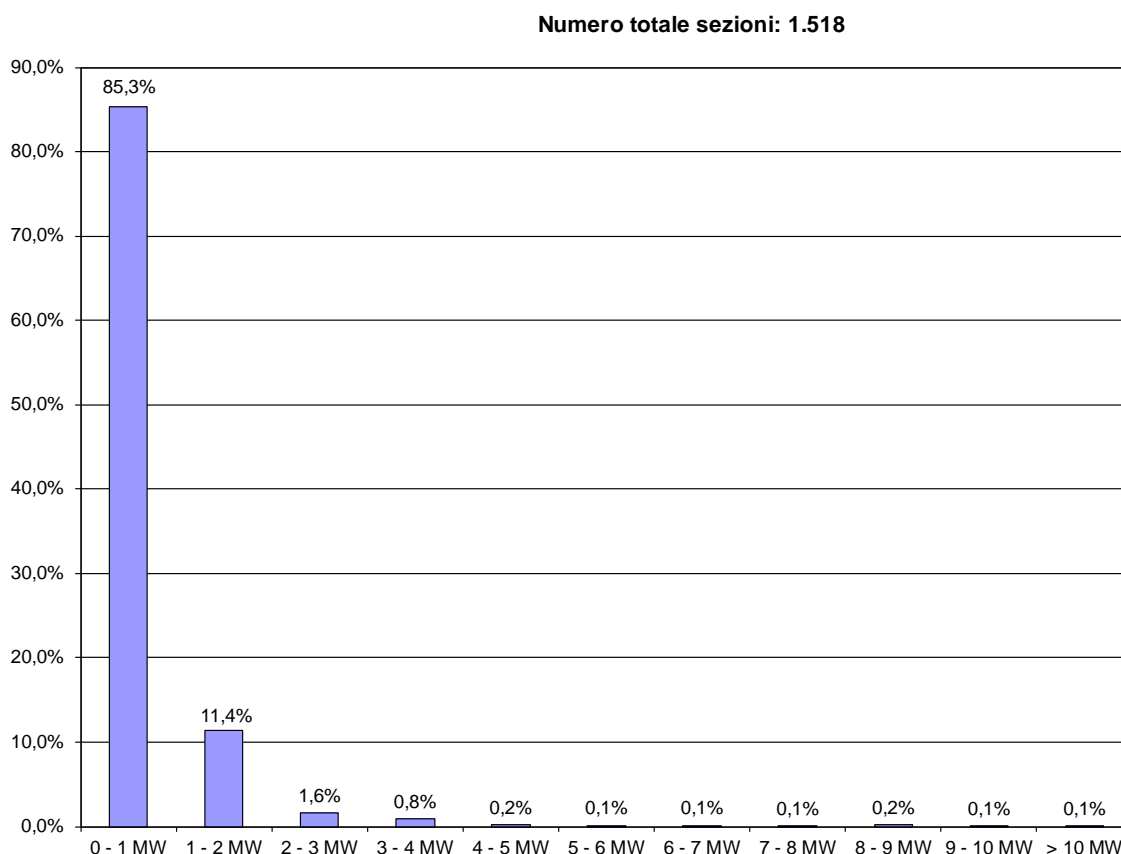


Figura 2.38: Distribuzione delle sezioni con motori a combustione interna per la sola produzione di energia elettrica tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD

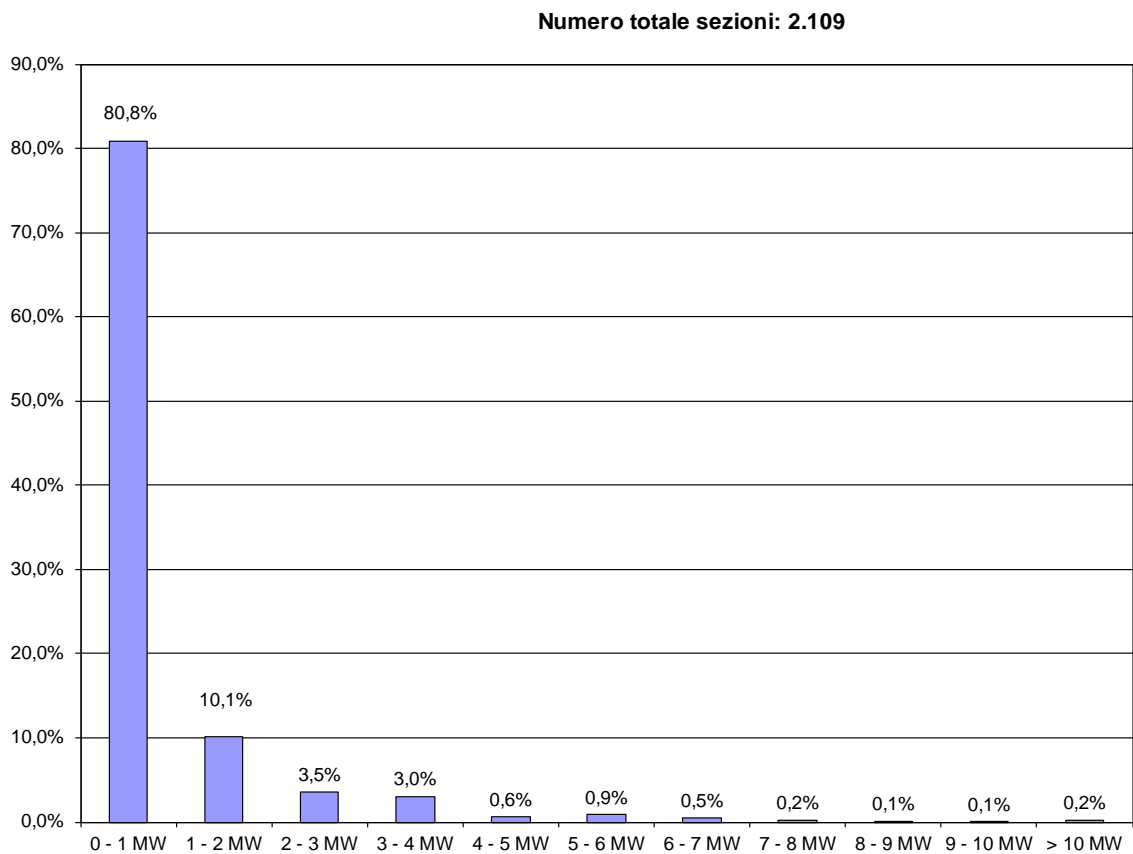


Figura 2.39: Distribuzione delle sezioni con motori a combustione interna per la produzione combinata di energia elettrica e calore tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD

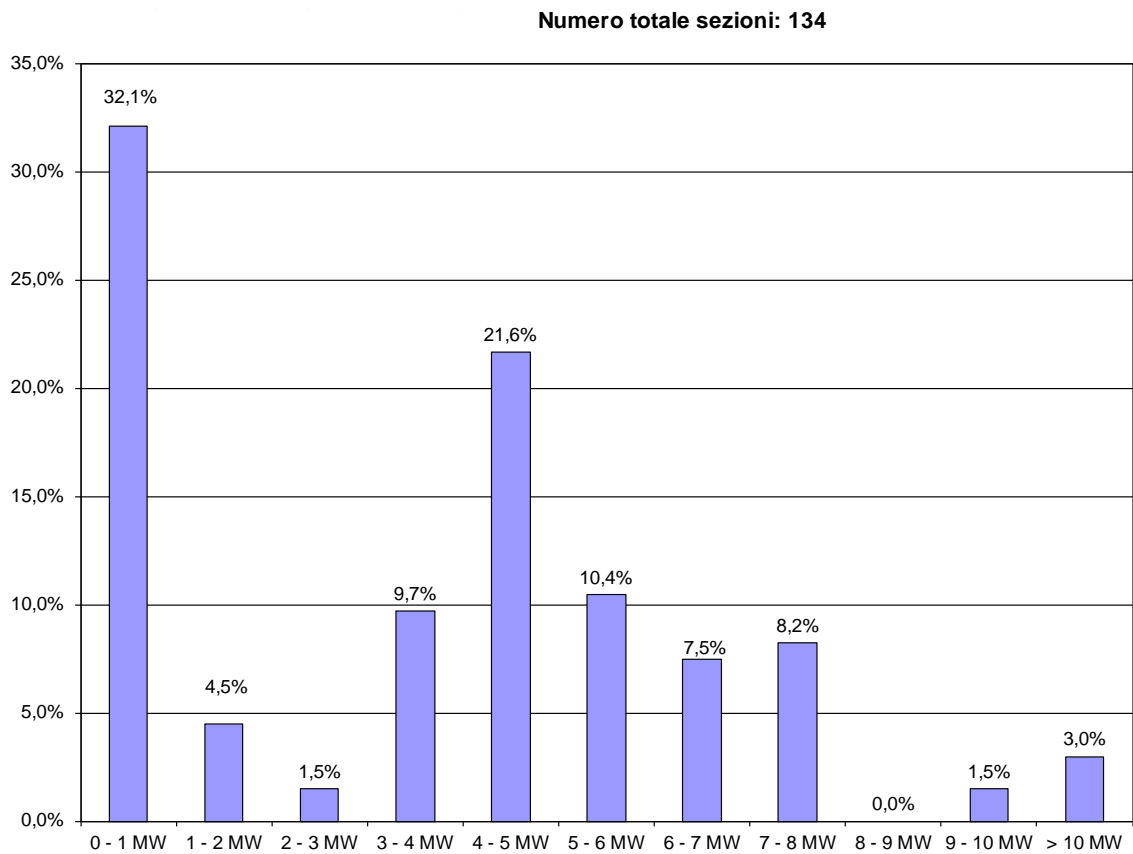


Figura 2.40: Distribuzione delle sezioni con turbine a gas per la produzione combinata di energia elettrica e calore tra le varie classi di potenza nell'ambito della GD

Le seguenti figure (figura 2.41 e figura 2.42) 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: 1.681 Potenza efficiente lorda: 3.407 MW Produzione lorda: 4,64 TWh

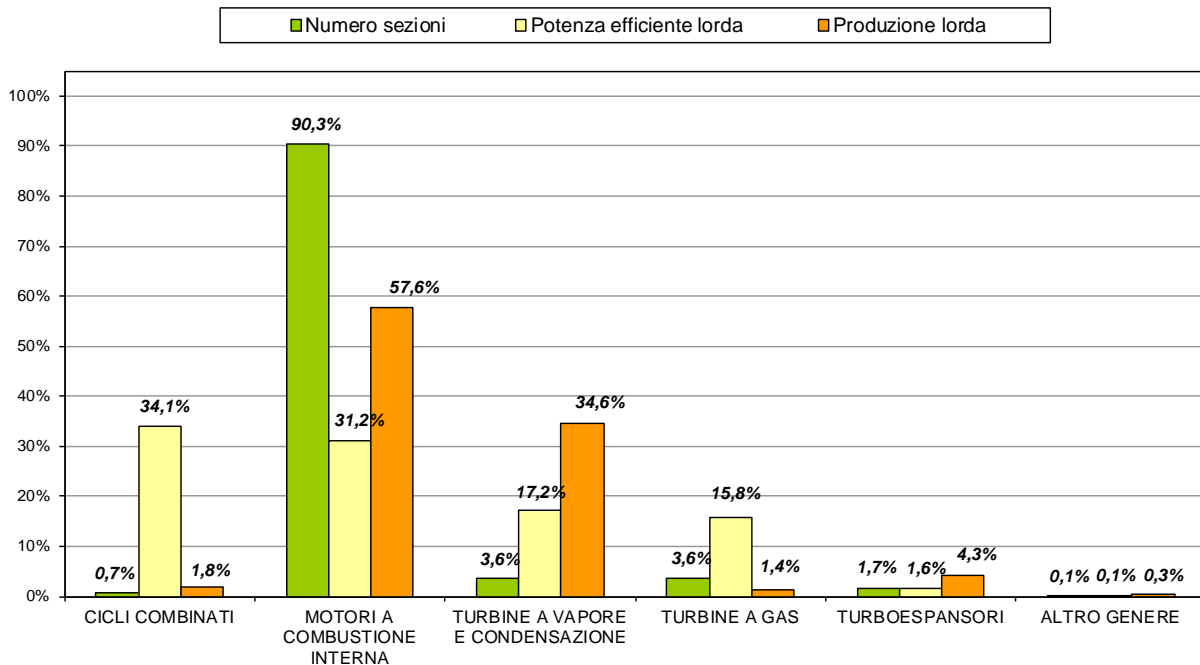


Figura 2.41: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la sola produzione di energia elettrica nell'ambito della GD

Numero totale sezioni: 2.409 Potenza efficiente lorda: 5.248 MW Produzione lorda: 20,01 TWh

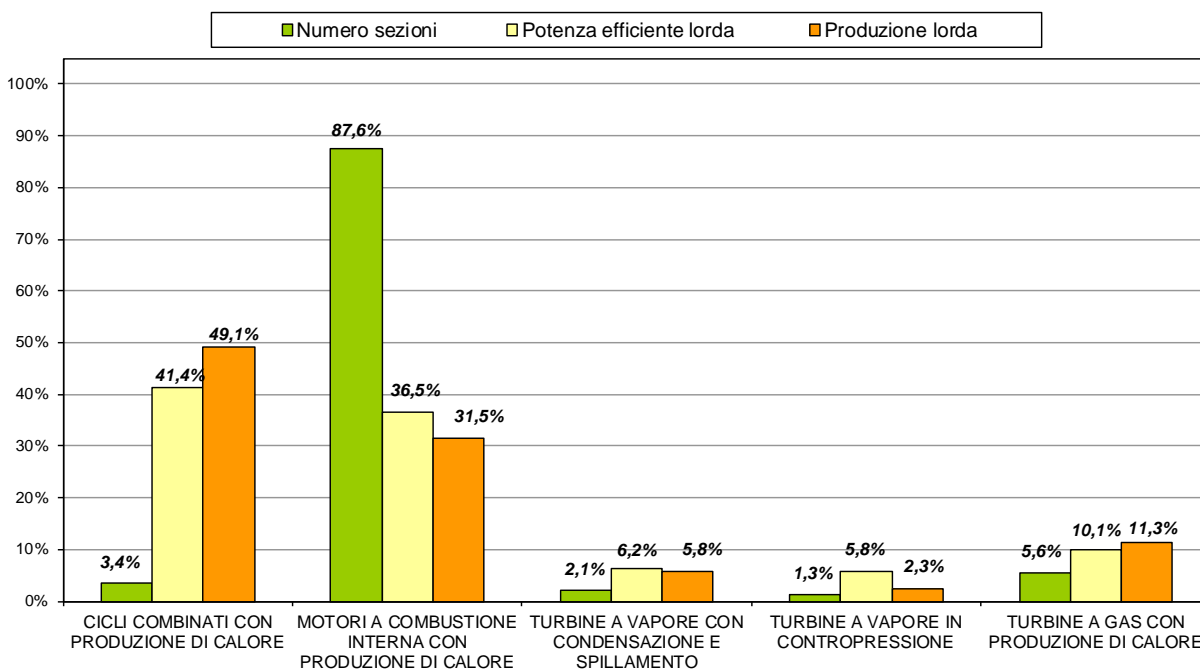


Figura 2.42: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD

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 2.43) dalla quale emerge la presenza di cicli combinati con recupero termico di elevata taglia.

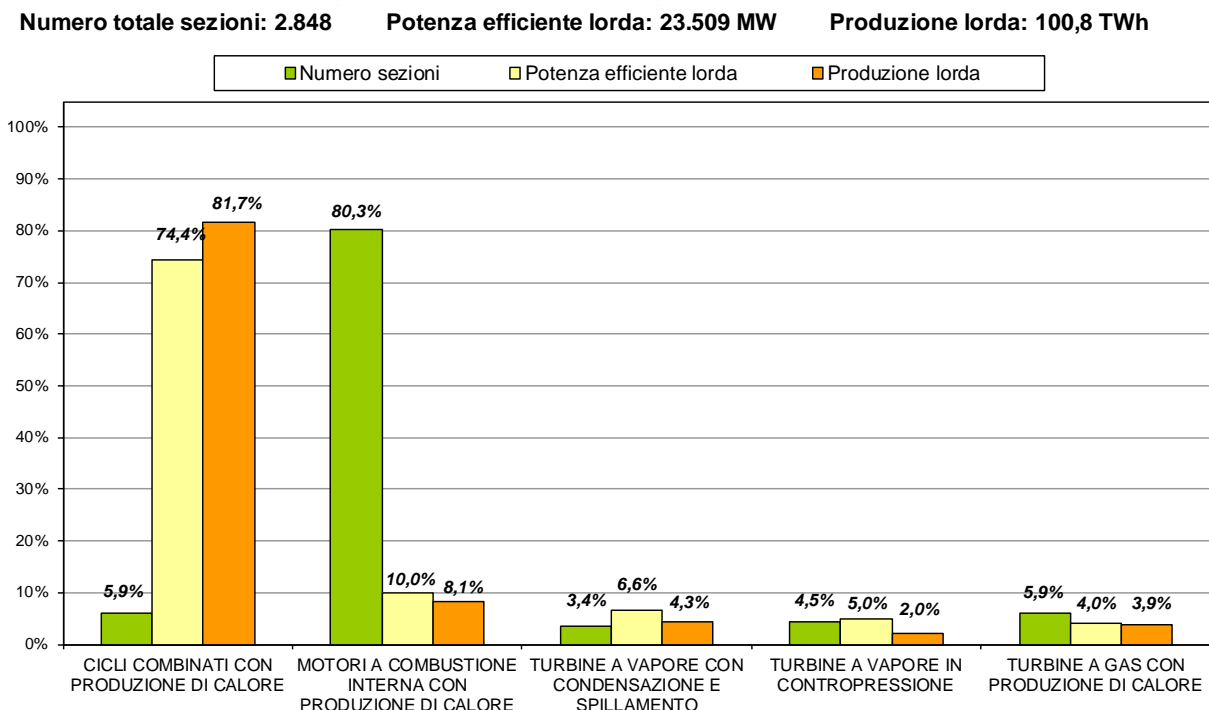


Figura 2.43: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito del complessivo parco termoelettrico italiano

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 2.44) e nel caso globale nazionale (figura 2.45).

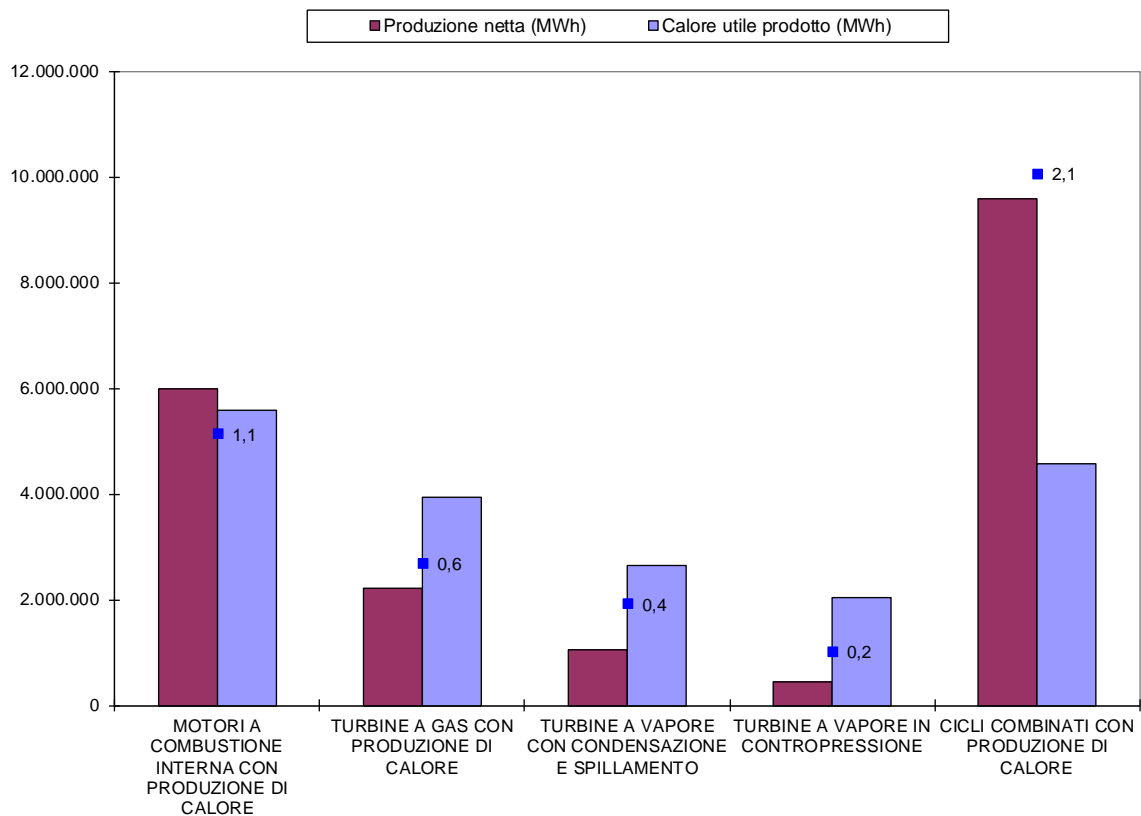


Figura 2.44: Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della GD

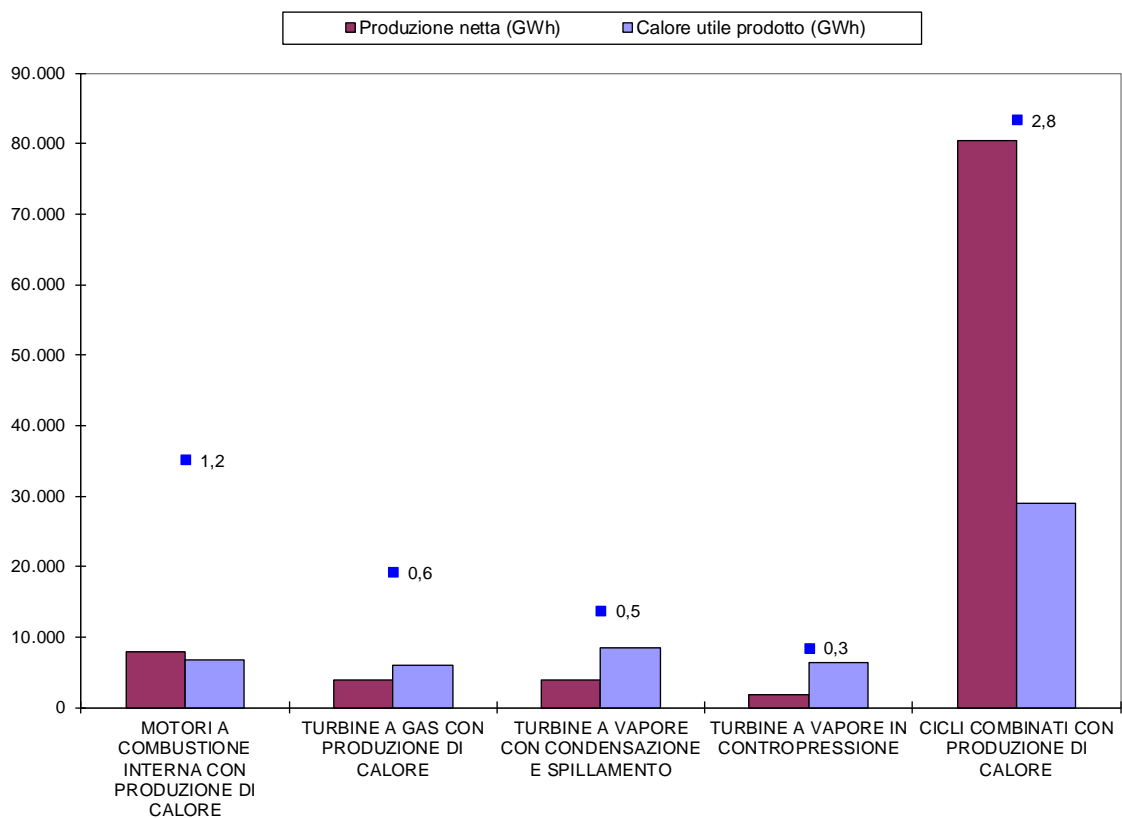


Figura 2.45: Indici elettrici medi per le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito del parco termoelettrico complessivo italiano

CAPITOLO 3

ANALISI DEI DATI RELATIVI ALLA PICCOLA GENERAZIONE NELL'ANNO 2012 IN ITALIA

3.1 Quadro generale

Come indicato nel paragrafo 1.2 e per le motivazioni ivi riportate, nel presente capitolo si farà riferimento esclusivamente alla definizione di “piccola generazione” (PG) introdotta dal decreto legislativo n. 20/07.

Nell'anno 2012, in Italia, la produzione lorda di energia elettrica da impianti di PG è stata pari a 20.333 GWh (circa il 51,2% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica da GD-10 MVA) con un incremento, rispetto all'anno 2011, di circa 7.445 GWh.

La produzione lorda di energia elettrica della parte degli impianti di PG che, al tempo stesso, rientrano nell'ambito della generazione distribuita definita come l'insieme degli impianti connessi alle reti di distribuzione nel 2012 è stata pari a 20.184 GWh (circa il 35,4% dell'intera produzione nazionale di energia elettrica da GD).

Gli incrementi della PG rispetto all'anno 2011 sono principalmente derivanti dalla produzione fotovoltaica e secondariamente dalla produzione termoelettrica (in particolare da biomasse, biogas e bioliquidi) e dalla produzione eolica; infine si evidenzia una leggera diminuzione della produzione idroelettrica. La produzione di energia elettrica da PG deriva da 482.383 impianti per una potenza efficiente lorda pari a circa 15.105 MW, a fronte di 332.919 impianti da PG nel 2011 per una potenza efficiente lorda pari a circa 10.907 MW. L'evidente aumento del numero di impianti di PG installati è da imputare principalmente agli impianti alimentati da fonte solare (nello specifico impianti fotovoltaici che sono aumentati da 329.226 a 477.283), mentre gli impianti idroelettrici sono aumentati da 1.858 a 1.890, gli impianti termoelettrici da 1.356 a 2.498 e gli impianti eolici da 479 a 712.

Più nel dettaglio, nel 2012 risultavano installati 1.890 impianti idroelettrici per una potenza efficiente lorda pari a 592 MW con una produzione di circa 2.085 GWh (10,3% della produzione da PG), 2.498 impianti termoelettrici per una potenza pari a 1.402 MW con una produzione di circa 3.987 GWh (19,6% della produzione da PG), 712 impianti eolici per una potenza efficiente lorda pari a 154 MW con una produzione di circa 167 GWh (0,8% della produzione da GD) e 477.283 impianti fotovoltaici per una potenza pari a 12.957 MW con una produzione di circa 14.094 GWh (69,3% della produzione da PG).

Nella tabella 3.A (con riferimento alla PG) e nella tabella 3.B (con riferimento alla PG che, al tempo stesso, è parte della generazione distribuita definita come l'insieme degli impianti connessi alle reti di distribuzione), vengono riportati, per ogni tipologia di impianto, 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	Imnessa in rete
Idroelettrici	1.890	592	2.084.783	49.324	1.997.680
<i>Biomasse, biogas e bioliquidi</i>	1.860	1.211	3.606.145	94.183	3.261.508
<i>Rifiuti solidi urbani</i>	9	4	8.099	2.223	5.021
<i>Fonti non rinnovabili</i>	603	170	341.252	208.336	120.456
<i>Ibridi</i>	26	17	31.379	3.440	25.974
Totale termoelettrici	2.498	1.402	3.986.874	308.181	3.412.959
Geotermoelettrici	0	0	0	0	0
Eolici	712	154	166.855	110	165.236
Fotovoltaici	477.283	12.957	14.094.367	2.353.617	11.611.407
TOTALE	482.383	15.105	20.332.880	2.711.231	17.187.282

Tabella 3.A: Impianti di PG

	Numero impianti	Potenza efficiente lorda (MW)	Produzione lorda (MWh)	Produzione netta (MWh)	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Idroelettrici	1.873	586	2.068.717	43.291	1.988.135
<i>Biomasse, biogas e bioliquidi</i>	1.833	1.198	3.561.531	68.608	3.249.594
<i>Rifiuti solidi urbani</i>	8	4	7.645	1.770	5.021
<i>Fonti non rinnovabili</i>	547	137	272.374	146.027	115.900
<i>Ibridi</i>	25	16	31.378	3.440	25.973
Totale termoelettrici	2.413	1.355	3.872.928	219.844	3.396.488
Geotermoelettrici	0	0	0	0	0
Eolici	692	137	147.615	110	146.212
Fotovoltaici	477.283	12.957	14.094.367	2.353.617	11.611.407
TOTALE	482.261	15.035	20.183.627	2.616.862	17.142.242

Tabella 3.B: Impianti di PG derivanti dall'insieme degli impianti di generazione distribuita secondo la definizione della direttiva 2009/72/CE

In relazione alla fonte utilizzata, si nota che il 98,3% dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di PG è di origine rinnovabile¹⁵ (figura 3.1) e, tra le fonti rinnovabili, la principale è la fonte solare, la cui incidenza è aumentata dal 63,4% nell'anno 2011 al 69,3% nell'anno 2012; a seguire le biomasse, i biogas e i bioliquidi (dal 16,6% dell'anno 2011 al 17,9% nell'anno 2012), la fonte idrica (dal 17% nell'anno 2011 al 10,3% nell'anno 2012) e la fonte eolica che si mantiene su valori molto bassi (dallo 0,6% nell'anno 2011 allo 0,8% nell'anno 2012).

Si osserva un mix molto diverso, come verificato anche nei precedenti monitoraggi, da quello che caratterizza la GD (figura 2.1) e la GD-10 MVA (figura 2.2) 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 e alla GD-10 MVA.

¹⁵ 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.

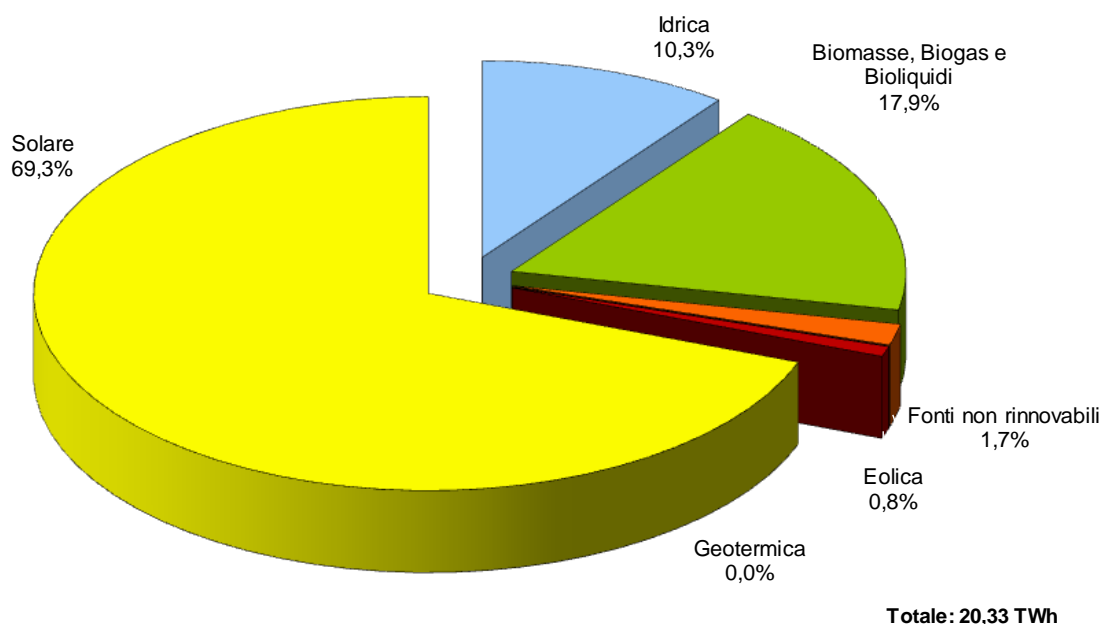


Figura 3.1: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti nell'ambito della PG

Differenziando per tipologia di impianti in funzione delle fonti utilizzate ([figura 3.2](#)), si nota che il 98,7% dell'energia elettrica è stata prodotta da impianti alimentati esclusivamente da fonti rinnovabili; quindi lo 0,4% 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.

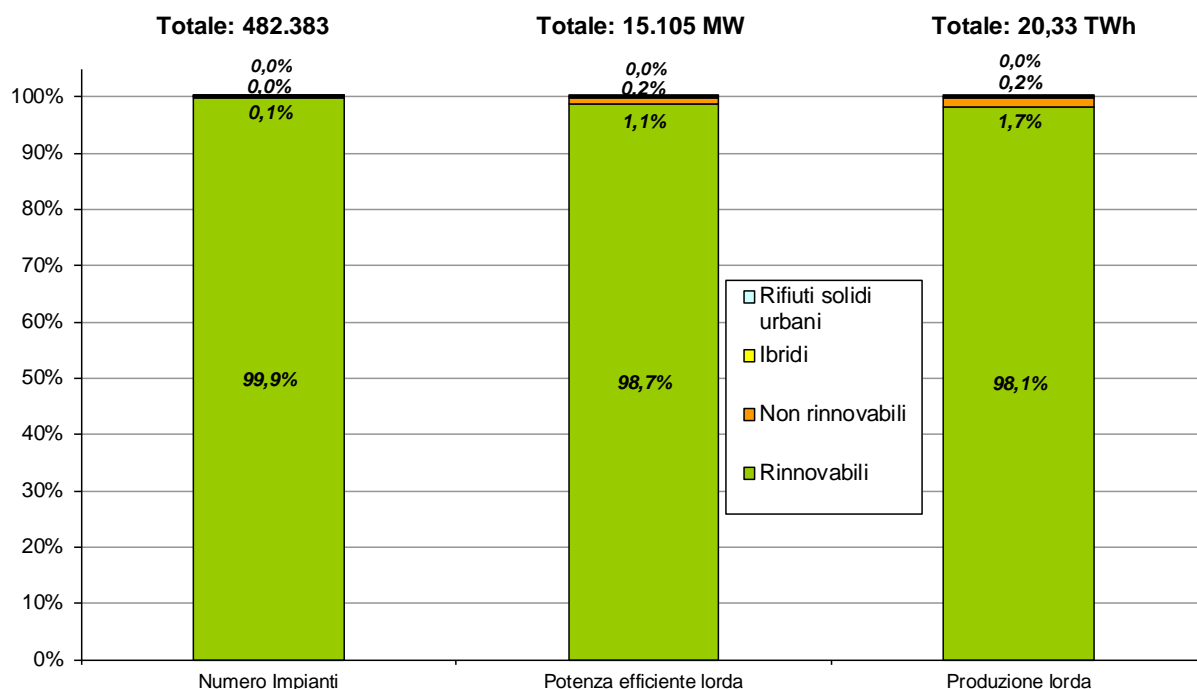


Figura 3.2: Impianti da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti solidi urbani e impianti ibridi nella PG

Considerando la destinazione dell'energia elettrica prodotta, il 13,3% della produzione lorda da impianti di PG è stato consumato in loco, l'84,5% è stato immesso in rete e il restante 2,2% è stato

utilizzato per l'alimentazione dei servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale). Si evidenzia che nell'anno 2012 si è verificata una riduzione, rispetto all'anno 2011, della quota di energia elettrica autoconsumata pari a circa 8,1 punti percentuali (nell'anno 2011 il 21,4% dell'energia elettrica prodotta è stata consumata in loco), imputabile soprattutto agli impianti fotovoltaici. Conseguentemente si è assistito all'aumento dell'incidenza dell'energia elettrica immessa in rete, pari a circa 7,9 punti percentuali (nell'anno 2011 il 76,6% dell'energia elettrica prodotta è stata immessa in rete), rimanendo pressoché invariati i consumi relativi ai servizi ausiliari di generazione (nell'anno 2011 il 2% dell'energia elettrica prodotta è stato utilizzato per l'alimentazione dei servizi ausiliari della produzione).

In particolare, con riferimento alla destinazione dell'energia elettrica prodotta (consumata in loco o immessa in rete) rispetto alle singole tipologie impiantistiche utilizzate (figura 3.3), si nota che, nel caso degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, il 12,5% dell'energia elettrica prodotta è stata consumata in loco; che, nel caso degli impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili, il 61% dell'energia elettrica prodotta è stata consumata in loco; che, nel caso degli impianti termoelettrici alimentati da rifiuti solidi urbani, il 27,4% dell'energia elettrica prodotta è stata consumata in loco e che, nel caso degli impianti termoelettrici ibridi, l'11% dell'energia elettrica prodotta è stata consumata in loco.

La quota di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e consumata in loco è risultata minore rispetto agli anni precedenti, attestandosi intorno al 16,7% (a fronte del precedente 29,9%), per effetto dell'aumento, in termini relativi e assoluti, della quantità di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e immessa in rete. La quota di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e consumata in loco continua ad essere maggiore rispetto alla medesima quota relativa alle altre fonti rinnovabili, come già evidenziato in relazione alla GD e alla GD-10 MVA.

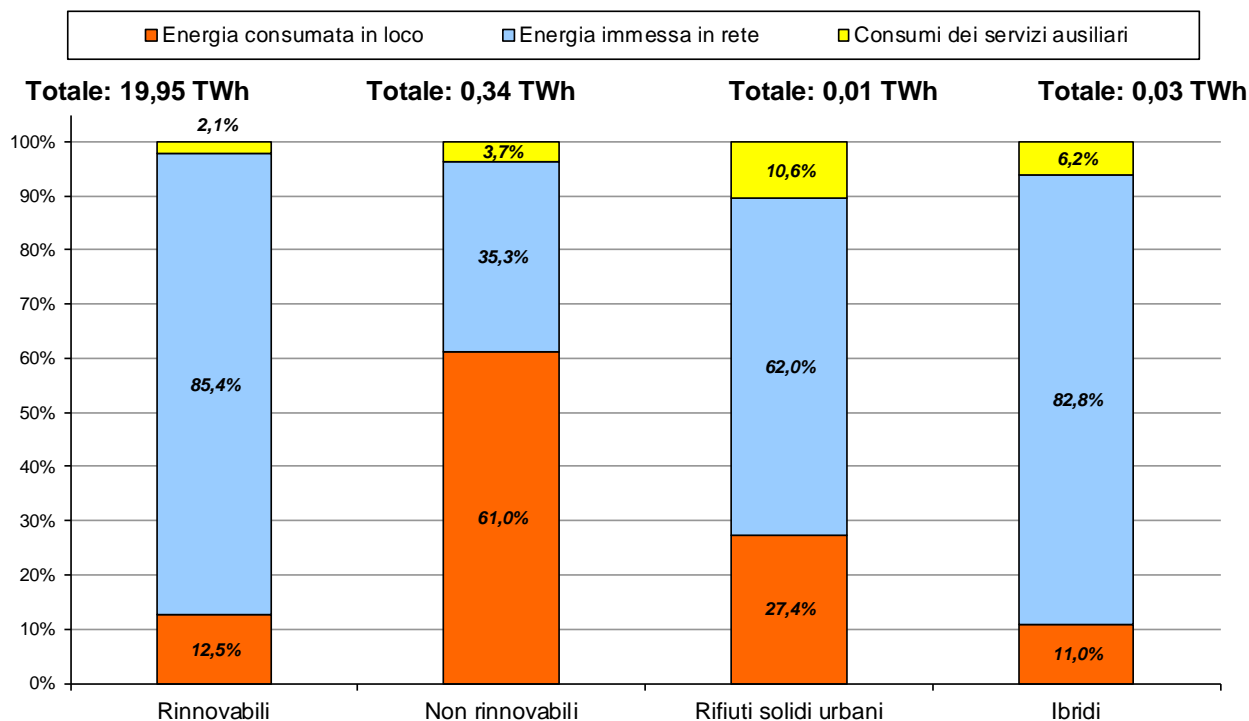


Figura 3.3: Ripartizione della produzione lorda da PG tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata (per impianti alimentati da fonti rinnovabili, non rinnovabili, rifiuti urbani e per impianti ibridi)

Come già evidenziato nel capitolo 2, questo dato mette in luce in maniera chiara che la GD (ovvero la GD-10 MVA) e la PG in Italia fino all'anno 2012 si sono sviluppate essenzialmente per soddisfare richieste locali di energia elettrica e/o calore (circa il 60,4% della potenza efficiente lorda termoelettrica da PG, analogamente a quanto riscontrato nella GD nell'anno 2012, è costituita da impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore – [figura 3.4](#)) e sfruttare le risorse energetiche locali, generalmente di tipo rinnovabile.

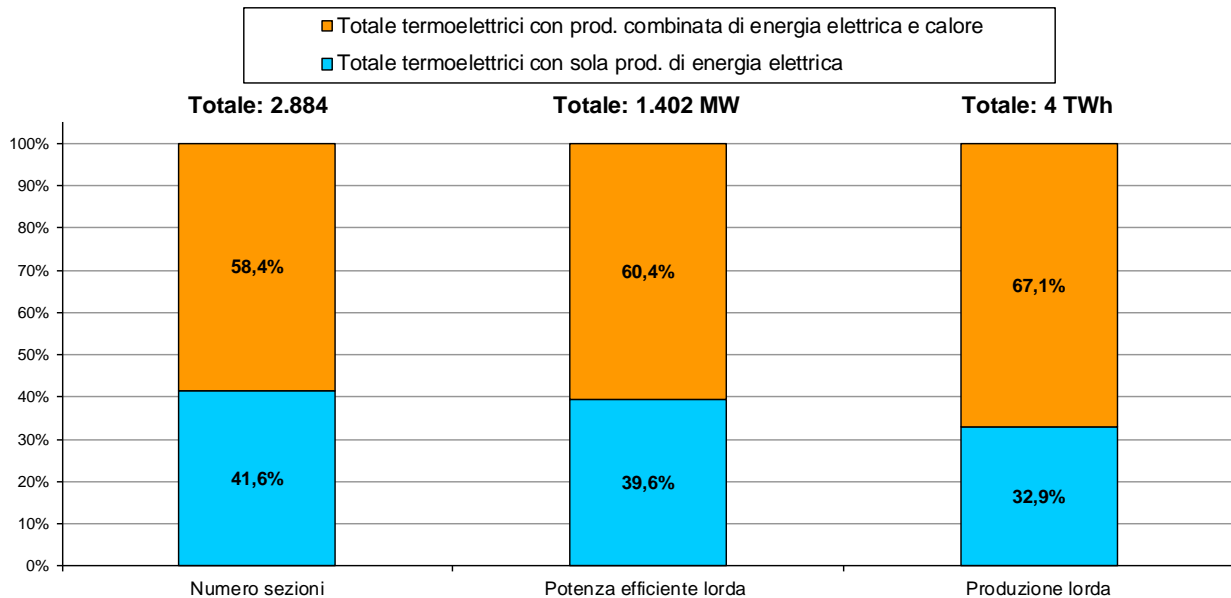


Figura 3.4: Impianti termoelettrici nell'ambito della PG

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 in cui, come verificato anche nell'anno 2011, 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).

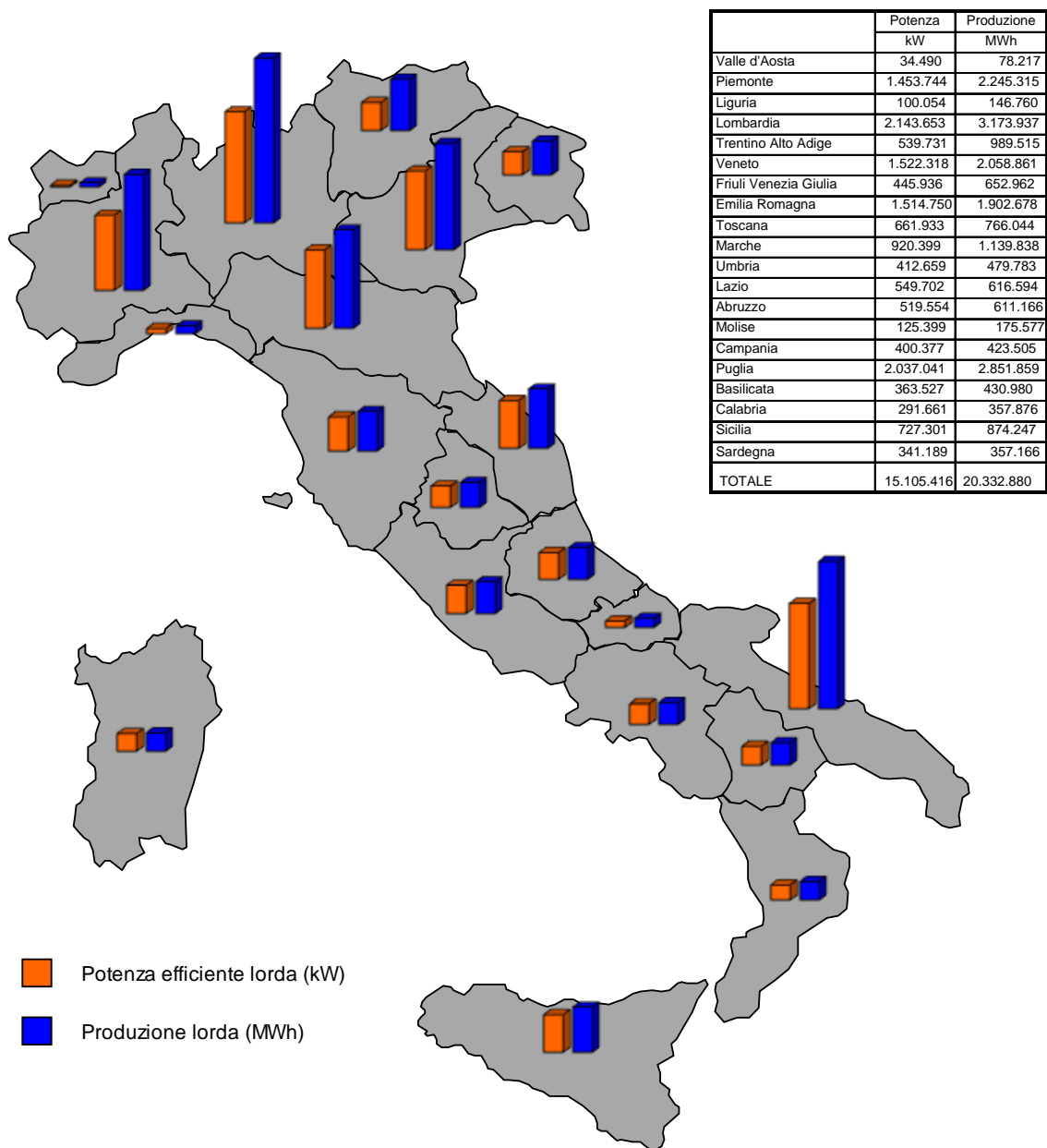


Figura 3.5: Dislocazione degli impianti di PG (Potenza efficiente lorda totale: 15.105 MW; Produzione lorda totale: 20.333 GWh)

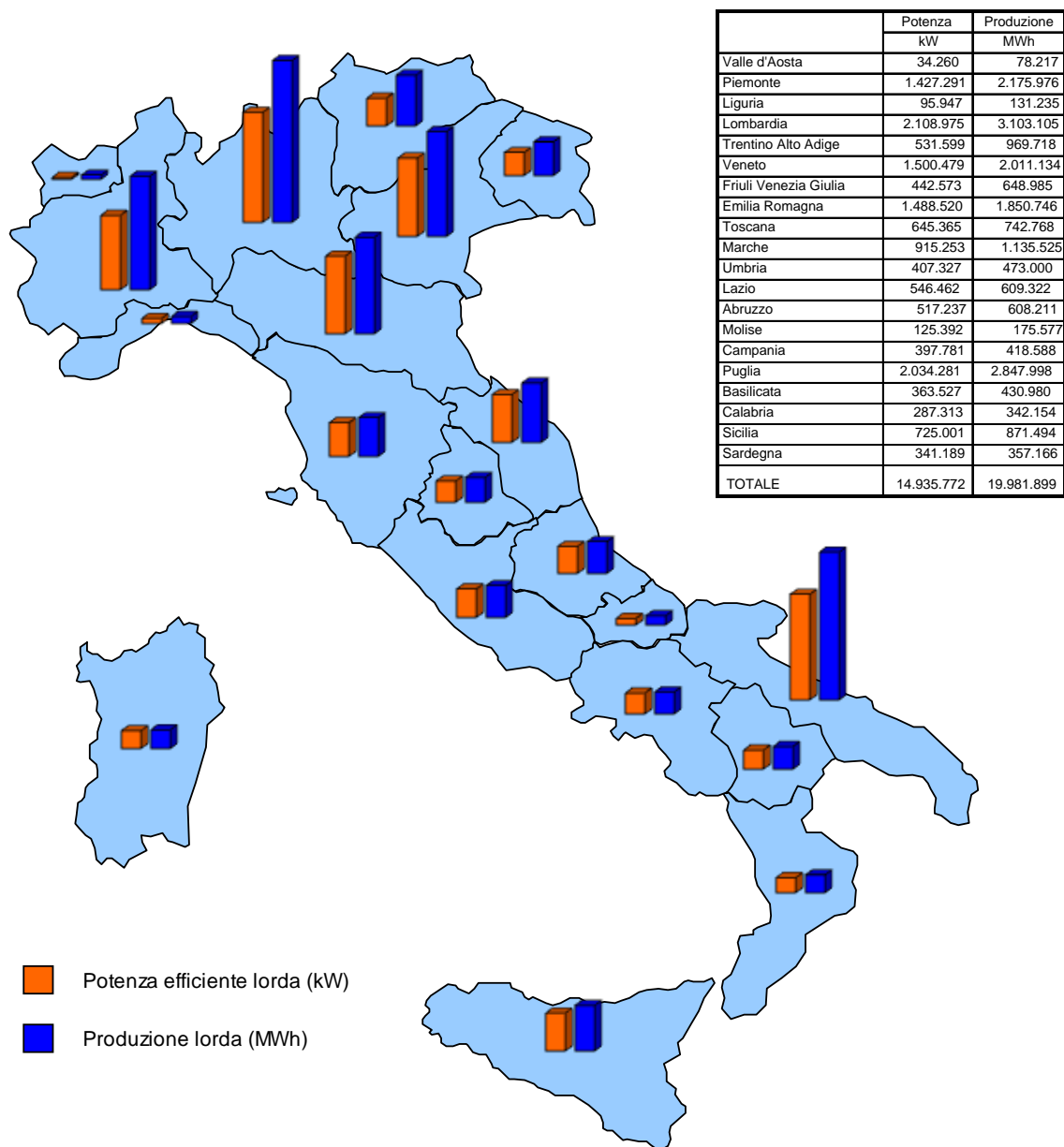


Figura 3.6¹⁶: Dislocazione degli impianti di PG alimentati da fonti rinnovabili (Potenza efficiente lorda totale: 14.936 MW; Produzione lorda totale: 19.982 GWh)

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.

¹⁶ 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.

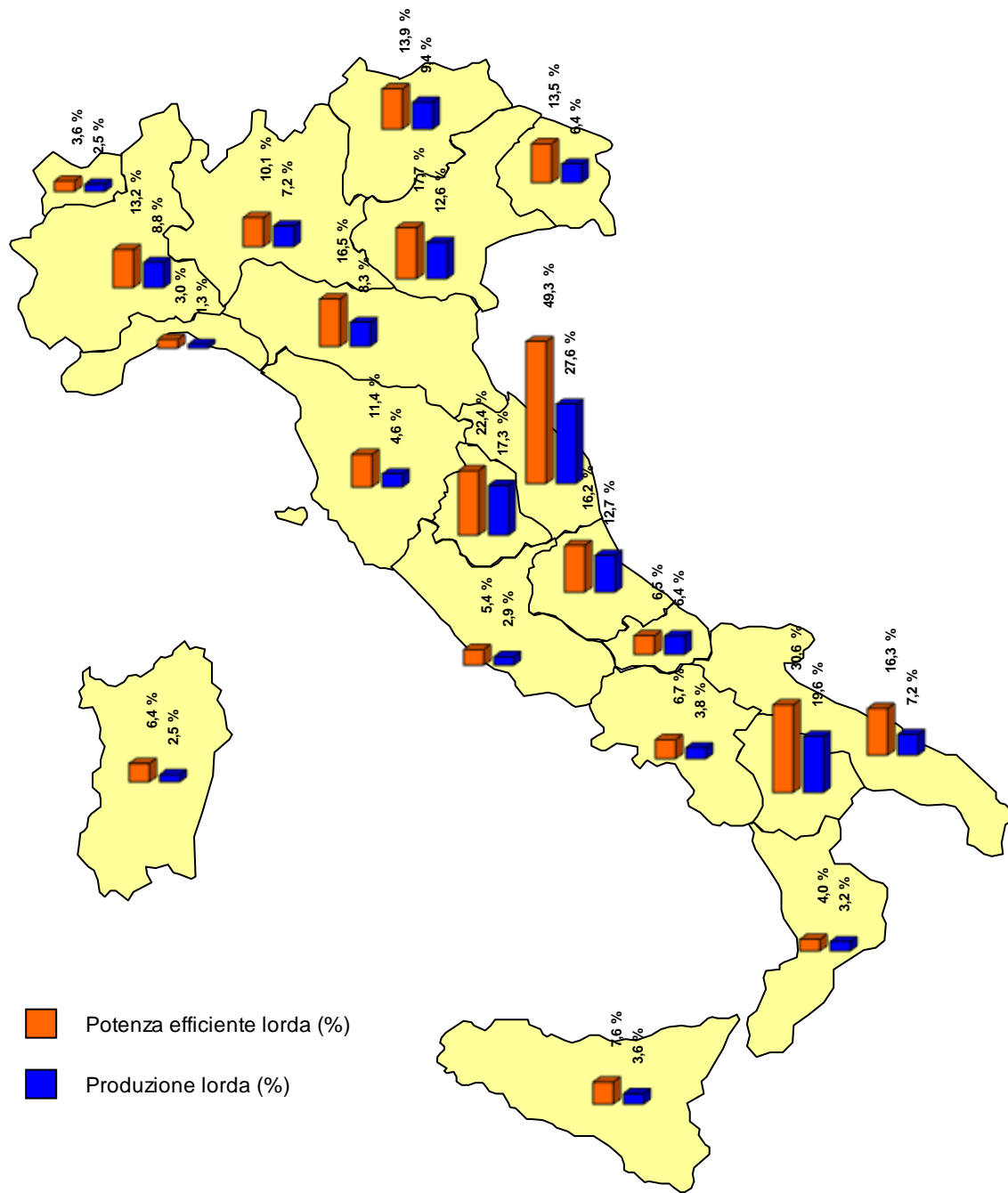


Figura 3.7: Penetrazione della PG in termini di potenza e di produzione rispetto al totale regionale

3.2 Gli impianti idroelettrici nell'ambito della piccola generazione

Nell'anno 2012, la fonte idrica ha rappresentato, così come verificato sia nell'ambito della GD che nell'ambito della GD-10 MVA, la terza fonte di energia per la produzione di energia elettrica da PG con 2.085 GWh prodotti da 1.890 impianti per una potenza installata totale pari a circa 592 MW.

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, su un totale di 1.890 impianti idroelettrici di PG, il 98,5% è rappresentato da impianti ad acqua fluente (1.849 impianti per una potenza efficiente lorda pari a circa 577,5 MW), lo 0,6% da impianti a bacino (20 impianti per una potenza efficiente lorda pari a circa 6,7 MW) e il restante 0,9% da impianti a serbatoio (21 impianti per una potenza efficiente lorda pari a circa 8,2 MW).

Con riferimento alle taglie impiantistiche maggiormente utilizzate nel caso degli impianti idroelettrici ad acqua fluente, la maggior parte di tali impianti, come verificato anche nell'anno 2011, è concentrata sotto i 400 kW (figura 3.8).

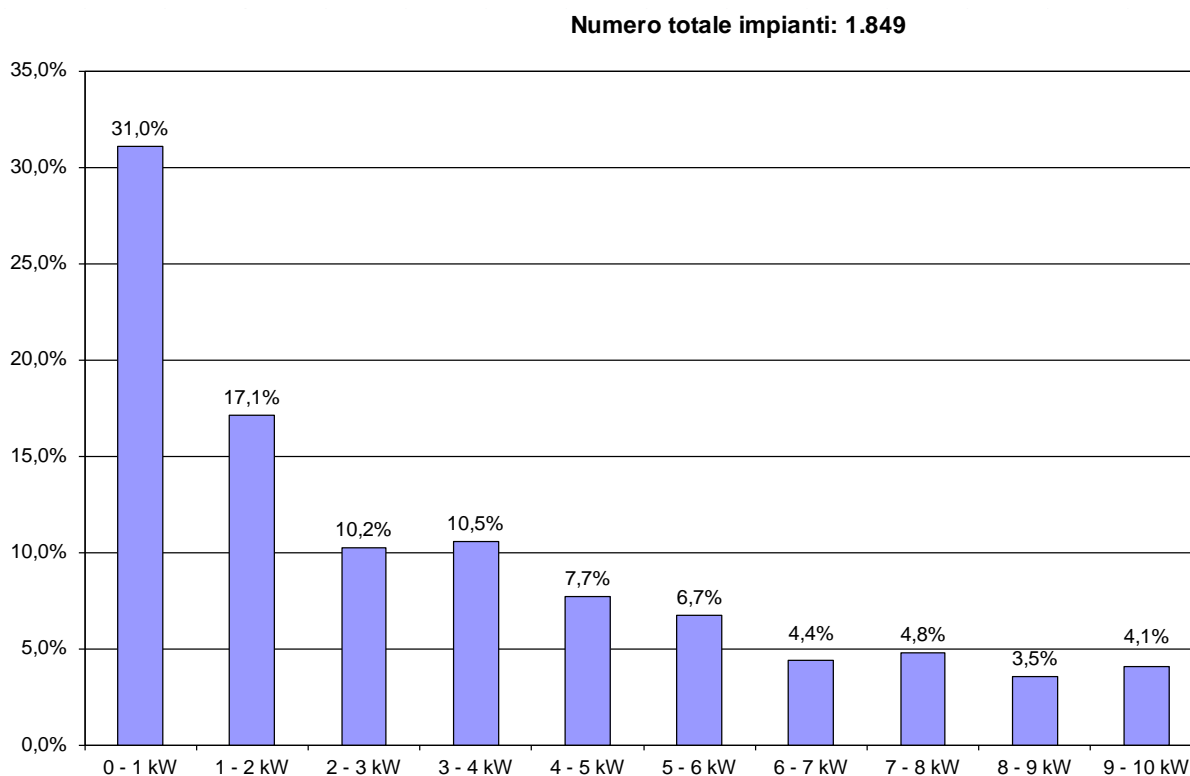


Figura 3.8: Distribuzione degli impianti idroelettrici ad acqua fluente tra le varie classi di potenza nell'ambito della PG

Passando ad analizzare la distribuzione sul territorio nazionale si nota che, come già evidenziato nel caso della GD, nel nord Italia (soprattutto lungo l'arco alpino) è localizzata la maggior parte degli impianti nonché la maggior parte della potenza efficiente lorda installata e della relativa produzione. 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).

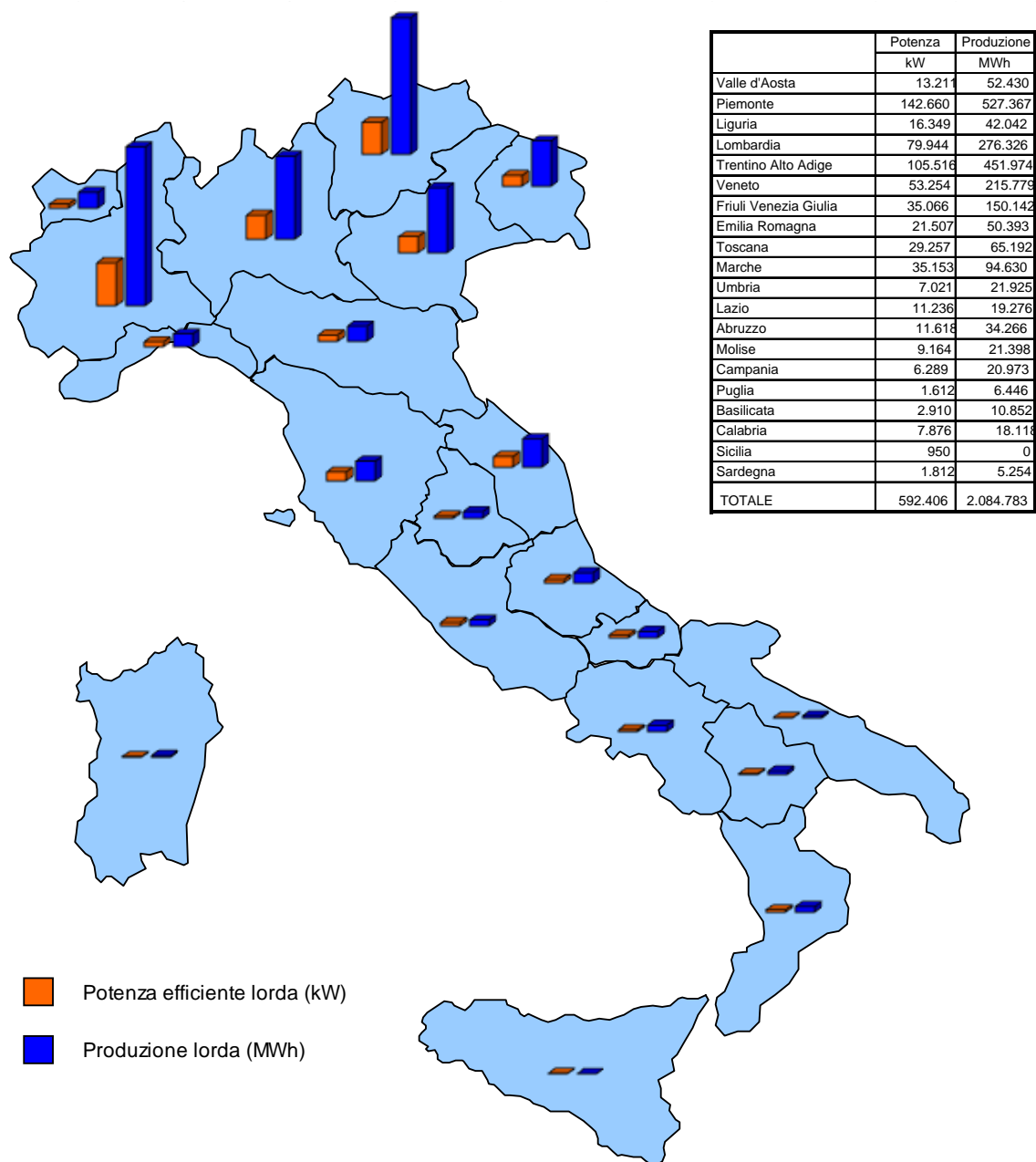


Figura 3.9: Dislocazione degli impianti idroelettrici di PG (Potenza efficiente lorda totale: 592 MW; Produzione lorda totale: 2.085 GWh)

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 circa l'84,7% (712 impianti eolici) del totale eolico da GD, la potenza eolica installata in PG è circa il 6,7% (154 MW) di quella installata in GD e la produzione circa il 4,5% (167 GWh) della produzione lorda da eolico relativa a impianti connessi alle reti di distribuzione; tali dati dimostrano, così come verificato anche nei precedenti monitoraggi, 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.

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 le regioni dove sono principalmente installati gli impianti eolici sono la Puglia e la Basilicata; in particolare, in Puglia i 280 impianti eolici installati, con una potenza pari a 92,9 MW (potenza media installata pari a circa 330 kW), hanno prodotto circa 121 GWh e in Basilicata i 93 impianti eolici installati, con una potenza pari a 35,7 MW (potenza media installata pari a circa 380 kW), hanno prodotto circa 23 GWh. Tali due regioni coprono l'86% dell'intera produzione di energia elettrica da impianti eolici di PG.

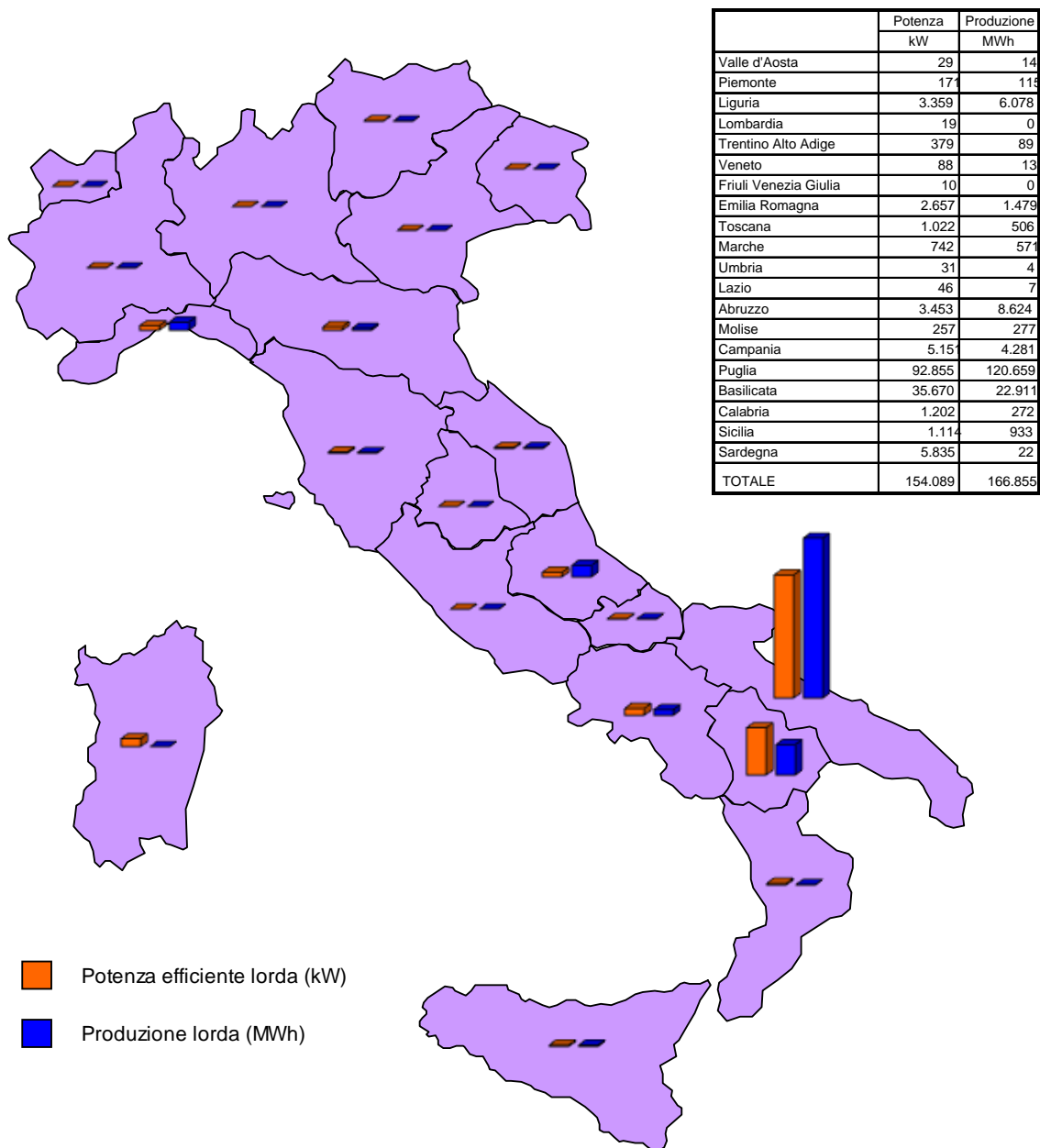


Figura 3.10: Dislocazione degli impianti eolici di PG (Potenza efficiente lorda totale: 154 MW; Produzione lorda totale: 167 GWh)

3.4 Gli impianti fotovoltaici nell'ambito della piccola generazione

Nell'anno 2012, in Italia, la produzione lorda di energia elettrica da impianti fotovoltaici di PG è stata pari a 14.094 GWh, relativa a 477.283 impianti fotovoltaici per una potenza efficiente lorda totale pari a 12.957 MW.

L'analisi dei dati relativi agli impianti fotovoltaici di PG, come rilevato sia nel caso della GD che nel caso della GD-10 MVA, evidenzia una crescita notevole del numero di impianti fotovoltaici installati nell'anno 2012 (mantenendo il *trend* di crescita pari ad almeno circa 150.000 nuovi impianti installati per ognuno degli anni 2011 e 2012) passando dai 329.226 impianti in esercizio nell'anno 2011 ai 477.283 nell'anno 2012 con un incremento della potenza efficiente lorda totale pari a circa 3.372 MW e della produzione pari a circa 5.927 GWh. Lo sviluppo degli impianti fotovoltaici in questi ultimi anni, come verificato nel caso della GD, 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 3.C sono riportati i dati relativi alla PG, 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 rete¹⁷, 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 relative alla PG.

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, nell'anno 2012, la quota di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici di PG e consumata in loco è risultata minore rispetto agli anni precedenti, attestandosi al 16,7%, ma con una percentuale maggiore rispetto al caso della GD (14,3%) e della GD-10 MVA (14,5%); inoltre, come evidenziato nella figura 3.1, è stato confermato che nell'anno 2012 la fonte solare è molto rilevante nell'ambito della produzione da PG.

Analizzando le singole regioni, si evince, in maniera analoga a quanto verificato nella GD e nella GD-10 MVA, che quasi tutte le regioni presentano un rapporto tra la quantità di energia elettrica consumata in loco e la quantità di energia elettrica prodotta inferiore al 30%, tranne la Liguria (con un rapporto pari al 30,7%), il Trentino Alto Adige (con un rapporto pari al 34,1%) e la Valle d'Aosta (in cui tale rapporto è pari all'80,3%).

Analizzando gli impianti fotovoltaici di MG, si riscontra che circa il 91,8% degli impianti fotovoltaici di GD rientrano nella MG (438.306 impianti), per una potenza installata pari a circa il 24,4% (3.162 MW) dell'intera potenza di GD fotovoltaica e una produzione pari al 22,2% (3.134 GWh) del totale della produzione GD fotovoltaica; questi dati dimostrano che, anche per l'anno 2012, 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.

¹⁷ 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	Produzione lorda (kWh)	Produzione netta (kWh)	
				Consumata in loco	Imnessa in rete
Valle d'Aosta	1.529	17.873	17.727.058	14.228.943	3.448.450
Piemonte	34.011	1.148.026	1.144.611.381	180.383.822	953.383.804
Liguria	4.384	69.537	67.364.435	20.698.008	46.222.256
Lombardia	68.370	1.693.626	1.549.067.337	373.081.610	1.163.882.739
Trentino Alto Adige	18.397	366.693	355.265.771	121.161.438	232.440.412
Veneto	64.890	1.268.886	1.235.513.595	309.978.630	916.614.758
Friuli Venezia Giulia	22.476	343.673	333.014.284	90.380.192	240.526.583
Emilia Romagna	44.792	1.296.736	1.348.752.950	169.426.906	1.167.176.589
Toscana	24.709	554.701	578.744.395	120.884.638	453.011.347
Marche	17.123	848.608	959.735.046	135.764.488	813.103.186
Umbria	11.410	371.981	411.899.203	67.470.518	340.247.429
Lazio	26.578	495.700	540.704.689	123.468.995	414.238.026
Abruzzo	11.882	482.467	535.842.702	50.246.761	480.135.906
Molise	2.573	111.008	130.209.185	8.542.188	120.444.948
Campania	16.519	365.482	344.792.675	71.534.672	271.259.549
Puglia	33.470	1.914.213	2.654.097.619	210.794.153	2.407.623.891
Basilicata	5.598	319.998	391.988.057	56.254.041	331.134.387
Calabria	14.455	266.271	294.163.453	26.564.461	265.878.077
Sicilia	31.901	706.085	862.190.458	108.575.323	747.332.987
Sardegna	22.216	315.622	338.683.077	94.177.129	243.302.147
TOTALE	477.283	12.957.185	14.094.367.370	2.353.616.916	11.611.407.471

Tabella 3.C: Dislocazione degli impianti fotovoltaici di PG

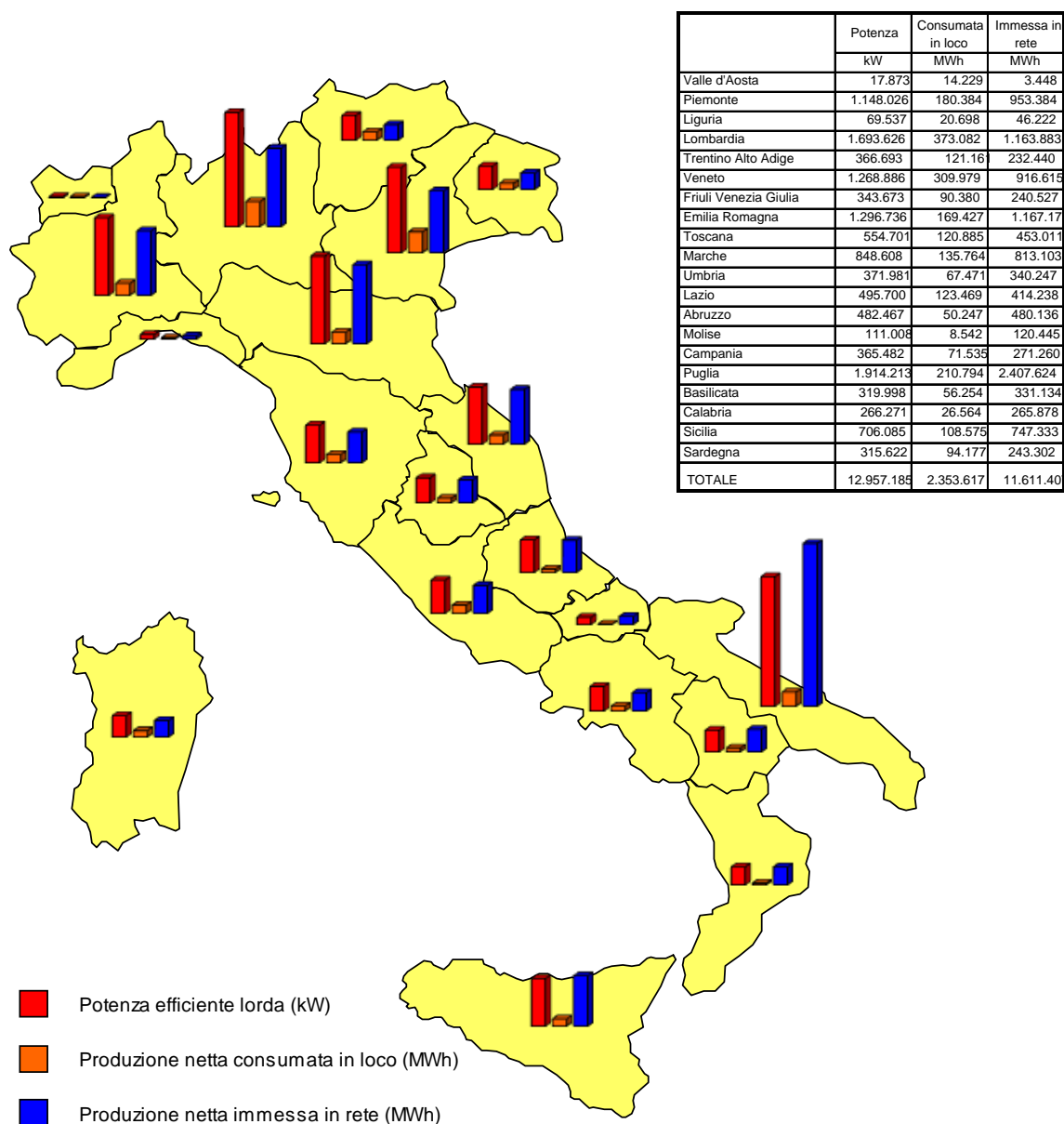


Figura 3.11: Dislocazione degli impianti fotovoltaici di PG (Potenza efficiente lorda totale: 12.957 MW; Produzione netta totale consumata in loco: 2.354 GWh; Produzione netta totale immessa in rete: 11.611 GWh)

3.5 Gli impianti termoelettrici nell'ambito della piccola generazione

La produzione termoelettrica italiana, nell'ambito della PG, nell'anno 2012 è risultata pari a 3.987 GWh (nell'anno 2011 la produzione termoelettrica da PG è stata pari a 2.453 GWh) con 2.498 impianti in esercizio per 2.884 sezioni (nell'anno 2011 erano installati 1.356 impianti per 1.565 sezioni) e una potenza efficiente lorda totale pari a 1.402 MW (la potenza termoelettrica da PG installata nell'anno 2011 era pari a 680 MW).

I 2.498 impianti termoelettrici, differenziando per tipologia di combustibile, sono distribuiti nel seguente modo: 1.860 impianti (per una potenza pari a 1.211 MW) sono alimentati da biomasse, biogas o bioliquidi, 9 impianti (per una potenza pari a 4 MW) sono alimentati da rifiuti solidi urbani (tra questi impianti, 1, per una potenza pari a 400 kW, non è alimentato esclusivamente con rifiuti

solidi urbani), 603 impianti (per una potenza pari a 170 MW) sono alimentati da fonti non rinnovabili e 26 impianti (per una potenza pari a 17 MW) sono ibridi.

Analizzando la distribuzione degli impianti sul territorio nazionale si nota che, analogamente a quanto evidenziato nella GD e come verificato anche 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 (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).

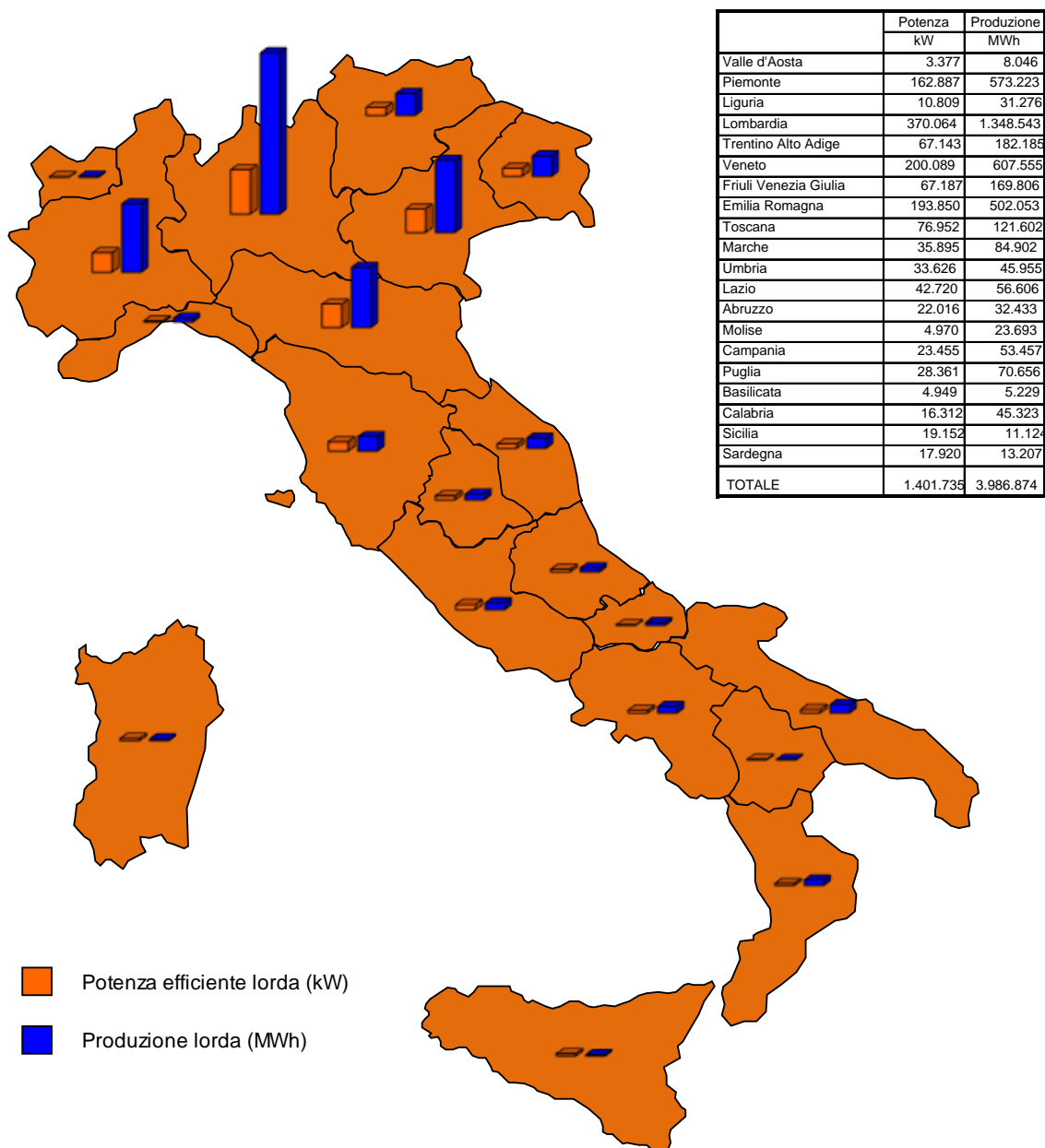


Figura 3.12: Dislocazione degli impianti termoelettrici di PG (Potenza efficiente lorda totale: 680 MW; Produzione lorda totale: 2.453 GWh)

Considerando le fonti di energia primaria utilizzate per la produzione di energia elettrica (figura 3.13) si può osservare che, dei complessivi 3.987 GWh di energia elettrica prodotti dal

termoelettrico da PG, il 91,1% dell'energia elettrica è prodotta da fonti rinnovabili, mentre la maggior parte della rimanente produzione (8,9%) è ottenuta mediante l'utilizzo di gas naturale (8,2%); un mix di fonti primarie, come verificato anche negli anni precedenti, diverso da quello che caratterizza la produzione termoelettrica da GD e da GD-10 MVA in Italia con un maggiore contributo derivante dalle fonti rinnovabili (figura 2.29 e figura 2.30).

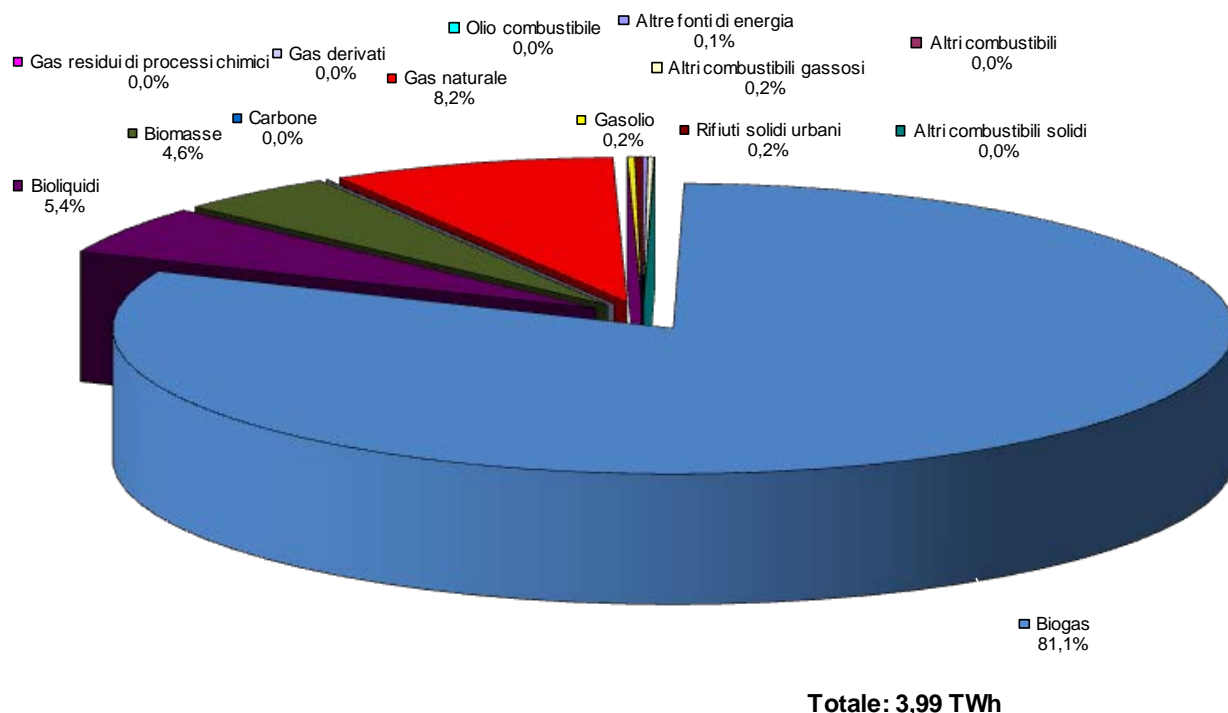


Figura 3.13¹⁸: Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della PG termoelettrica

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 97,5% della produzione lorda è ottenuto tramite l'utilizzo di combustibili rinnovabili (per la maggior parte biogas pari all'89,9%), 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 (88%, di cui principalmente biogas pari a 76,8%); il gas naturale viene utilizzato per produrre l'11,7% dell'energia elettrica 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, sia nel caso della sola produzione di energia elettrica che nel caso della

¹⁸ Nelle figure riportate nel presente paragrafo con il termine "altri combustibili" si intende la nafta, con il termine "altri combustibili gassosi" si intendono gli altri combustibili gassosi non meglio identificati, il gas di petrolio liquefatto, il gas di raffineria e il gas di sintesi da processi di gassificazione, con il termine "altri combustibili solidi" si intendono gli altri combustibili solidi non meglio identificati e i rifiuti industriali non biodegradabili, con il termine "biogas" si intendono i biogas da attività agricole e forestali, i biogas da deiezioni animali, i biogas da fanghi di depurazione, i biogas da FORSU, i biogas da 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, e con il termine "gas derivati" si intendono il gas di cokeria e il gas da estrazione. I singoli apporti di tali combustibili nell'ambito della PG sono esplicitati nelle tabelle in Appendice.

produzione combinata di energia elettrica e calore, è aumentata la percentuale di utilizzo di combustibili da fonti rinnovabili (in particolare biogas) a discapito dell'utilizzo di gas naturale.

Si nota altresì che gli impianti di PG, come verificatosi anche nei precedenti monitoraggi, sono caratterizzati da un più consistente utilizzo di combustibili rinnovabili rispetto agli impianti di GD e di GD-10 MVA (soprattutto nel caso di produzione combinata di energia elettrica e calore).

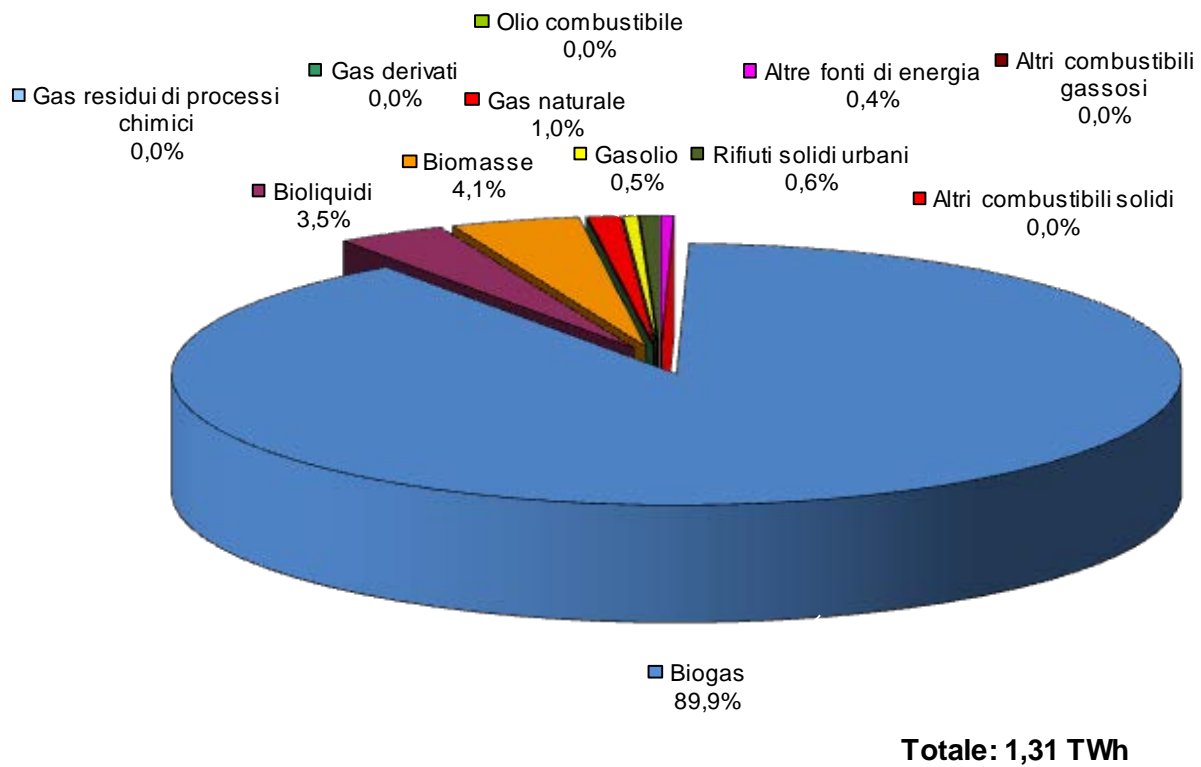


Figura 3.14¹⁸: *Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della PG termoelettrica per la sola produzione di energia elettrica*

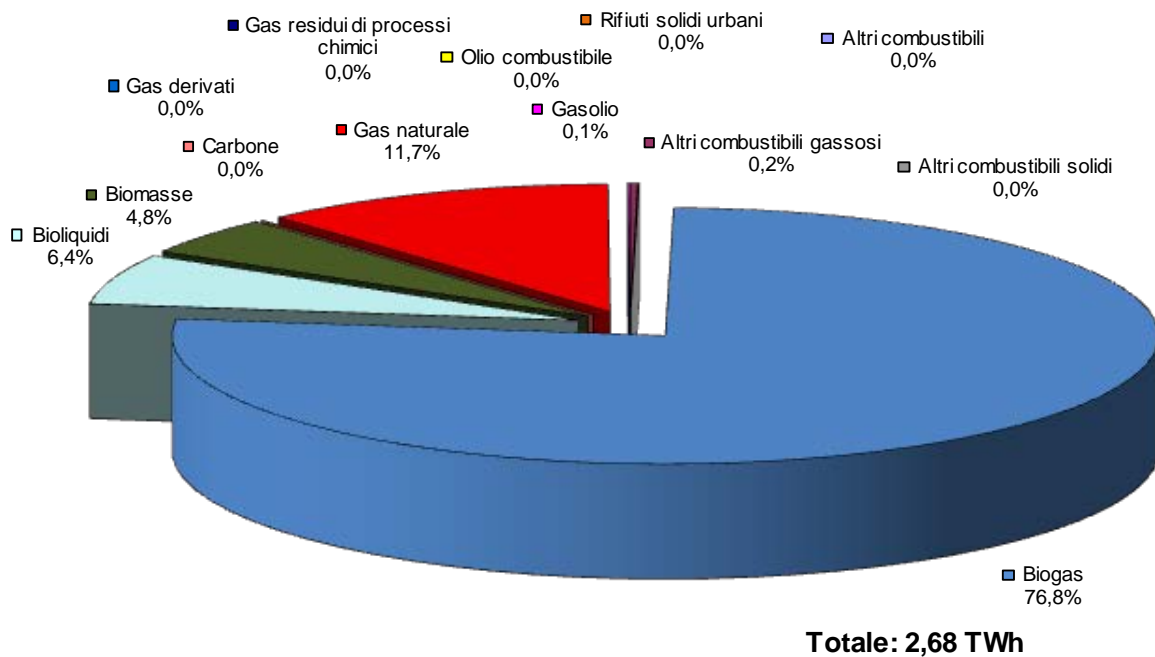


Figura 3.15¹⁸: *Produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti utilizzate nell'ambito della PG termoelettrica per la produzione combinata di energia elettrica e calore*

Nel termoelettrico da PG si registra un consumo in loco dell'energia prodotta nell'anno 2012 pari al 7,7% del totale (figura 3.16), mentre nell'anno 2011 tale rapporto era pari al 10,6%. Considerando gli impianti termoelettrici destinati alla sola produzione di energia elettrica, il consumo in loco dell'energia elettrica prodotta è pari a circa il 3,4% (5% nell'anno 2011), mentre gli impianti termoelettrici destinati alla produzione combinata di energia elettrica e termica consumano in loco una percentuale maggiore dell'energia elettrica prodotta (9,8% nell'anno 2012 e 14% nell'anno 2011). Confrontando con gli anni precedenti la destinazione dell'energia elettrica prodotta da impianti termoelettrici di PG, si nota che in ognuno degli ultimi anni 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 della GD-10 MVA e, al tempo stesso, la percentuale di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è maggiore rispetto alla GD e alla GD-10 MVA.

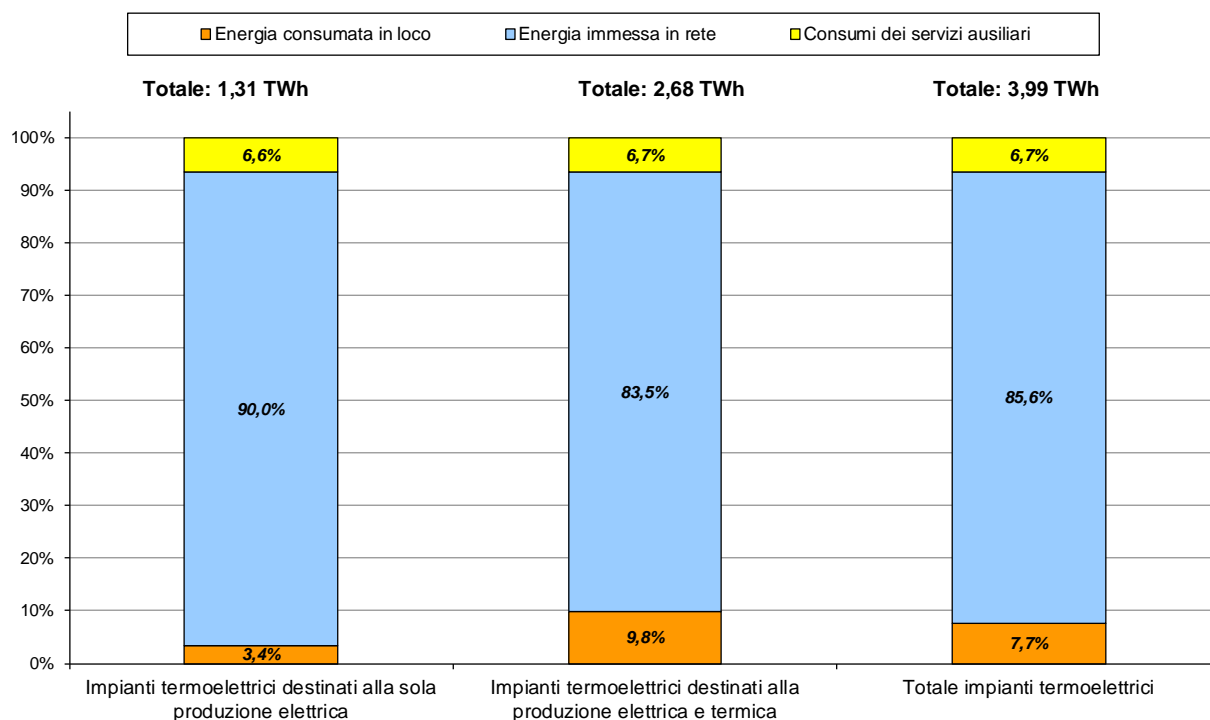


Figura 3.16: Ripartizione della produzione da impianti termoelettrici tra energia immessa in rete ed energia autoconsumata nell'ambito della PG

Concentrandosi sull'analisi della tipologia di motori primi utilizzati risulta evidente, come verificato anche negli anni precedenti, che, nell'anno 2012, la quasi totalità degli impianti termoelettrici di potenza fino a 1 MW utilizzano motori a combustione interna; inoltre, 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 termini 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 nell'anno 2012, esiste una differenza tra la diffusione delle tipologie impiantistiche nell'ambito più generale della GD ([figura 2.40](#) e [figura 2.41](#)) e quella riscontrabile nell'ambito della PG termoelettrica, dove sono presenti quasi esclusivamente motori a combustione interna.

Numero totale sezioni: 1.199 Potenza efficiente lorda: 555 MW Produzione lorda: 1,31 TWh

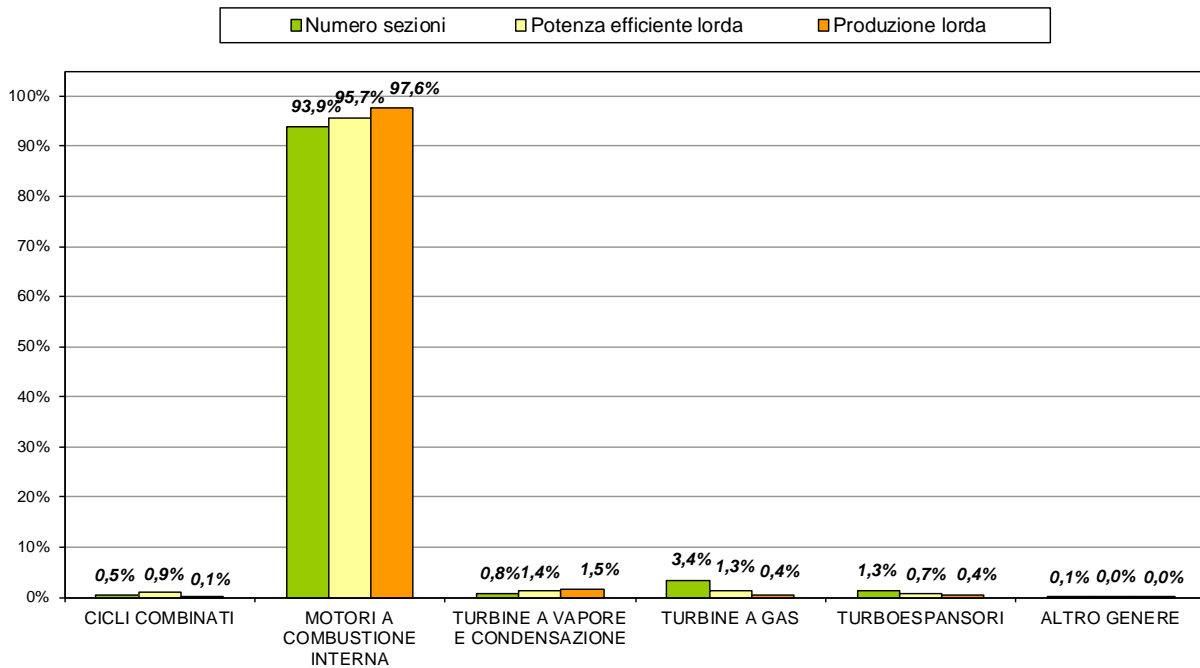


Figura 3.17: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la sola produzione di energia elettrica nell'ambito della PG

Numero totale sezioni: 1.685 Potenza efficiente lorda: 847 MW Produzione lorda: 2,68 TWh

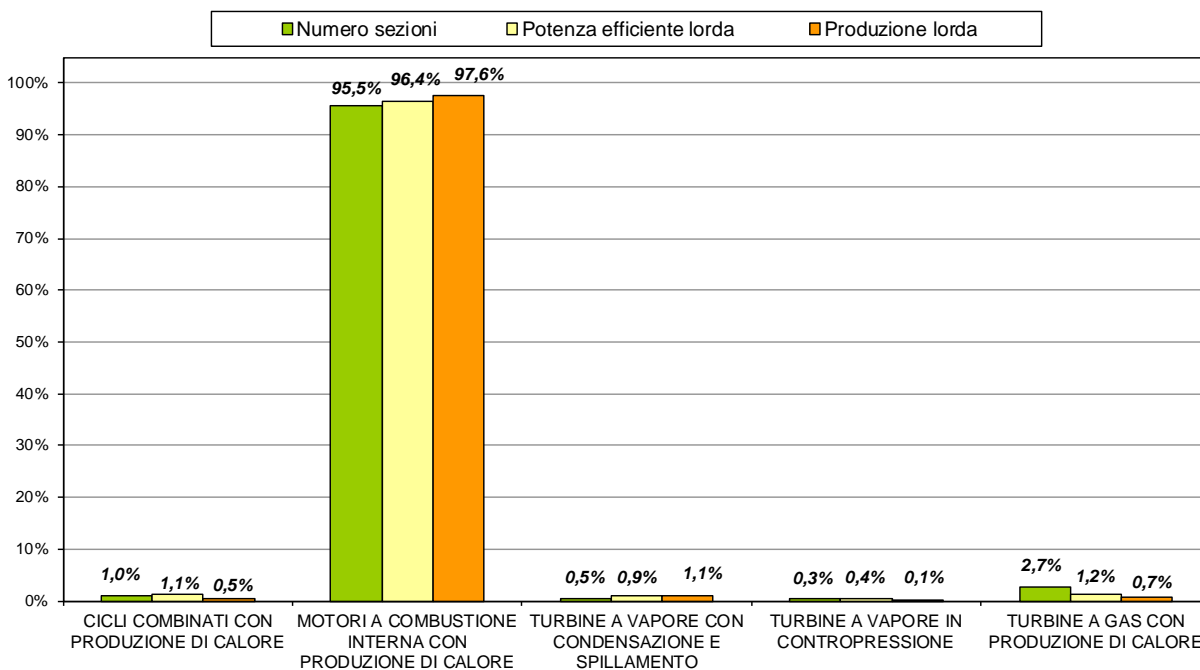


Figura 3.18: Ripartizione delle sezioni degli impianti termoelettrici tra le diverse tecnologie utilizzate per la produzione combinata di energia elettrica e calore nell'ambito della PG

CAPITOLO 4

CONFRONTO DELL'ANNO 2012 CON GLI ANNI PRECEDENTI

4.1 Confronto a livello nazionale della diffusione della generazione distribuita

L'analisi dello sviluppo della generazione distribuita dall'anno 2004, a cui si riferisce il primo monitoraggio dell'Autorità, fino al 2012 è effettuato con riferimento alla GD-10 MVA affinché il confronto sia in termini omogenei.

Confrontando l'anno 2012 con gli anni precedenti, 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-10 MVA in termini assoluti, nell'ultimo anno l'incremento del numero di impianti rispetto all'anno 2011 è stato pari a 149.686 nuovi impianti installati, per lo più imputabile allo sviluppo degli impianti fotovoltaici (incremento di 148.134 impianti rispetto agli impianti fotovoltaici installati nell'anno 2011) e a seguire degli impianti termoelettrici (incremento di 1.245 impianti rispetto agli impianti termoelettrici installati nell'anno 2011), degli impianti eolici (incremento di 218 impianti rispetto agli impianti eolici installati nell'anno 2011) e degli impianti idroelettrici (incremento di 89 impianti rispetto agli impianti idroelettrici installati nell'anno 2011).

Analizzando nello specifico lo sviluppo della GD-10 MVA in termini percentuali, nell'ultimo anno l'incremento del numero di impianti rispetto all'anno 2011 è stato pari al 44,6%, con un elevato incremento nel caso del numero degli impianti termoelettrici (+61,8% rispetto agli impianti termoelettrici installati nell'anno 2011) e a seguire degli impianti fotovoltaici (+44,9% rispetto agli impianti fotovoltaici installati nell'anno 2011), degli impianti eolici (+37,1% rispetto agli impianti eolici installati nell'anno 2011) e degli impianti idroelettrici (+3,5% rispetto agli impianti idroelettrici installati nell'anno 2011).

L'incremento della potenza installata della GD-10 MVA in termini assoluti rispetto all'anno 2011 è stato pari a 5.596 MW, dovuto principalmente agli impianti fotovoltaici (+4.165 MW rispetto alla potenza fotovoltaica installata nell'anno 2011), a seguire agli impianti termoelettrici (+1.136 MW rispetto alla potenza termoelettrica installata nell'anno 2011, in prevalenza relativa a impianti termoelettrici alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi) e in parte residuale agli impianti idroelettrici (+260 MW rispetto alla potenza idroelettrica installata nell'anno 2011) e agli impianti eolici (+35 MW rispetto alla potenza eolica installata nell'anno 2011).

L'incremento della potenza installata della GD-10 MVA in termini percentuali rispetto all'anno 2011 è stato pari al 31,2%, con un elevato incremento della potenza installata degli impianti termoelettrici (+42,6% rispetto alla potenza termoelettrica installata nell'anno 2011), a seguire degli impianti fotovoltaici (+34% rispetto alla potenza fotovoltaica installata nell'anno 2011) e in parte residuale degli impianti idroelettrici (+10,6% rispetto alla potenza idroelettrica installata nell'anno 2011) e degli impianti eolici (+6,5% rispetto alla potenza eolica installata nell'anno 2011).

L'incremento della produzione di energia elettrica della GD-10 MVA in termini assoluti è stato pari 10.505 GWh, da imputare principalmente agli impianti fotovoltaici (+7.730 GWh rispetto alla produzione fotovoltaica nell'anno 2011), a seguire agli impianti termoelettrici (+2.706 GWh rispetto alla produzione termoelettrica nell'anno 2011) e in parte residuale agli impianti eolici (+55 GWh rispetto alla produzione eolica nell'anno 2011) e agli impianti idroelettrici (+14 GWh rispetto alla produzione idroelettrica nell'anno 2011).

L'incremento della produzione di energia elettrica della GD-10 MVA in termini percentuali è stato pari al 35,9%, con un elevato incremento della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici (+74,7% rispetto alla produzione fotovoltaica nell'anno 2011), a seguire da impianti termoelettrici (+28,4% rispetto alla produzione termoelettrica nell'anno 2011) e in parte residuale

da impianti eolici (+6,8% rispetto alla produzione eolica nell'anno 2011) e da impianti idroelettrici (+0,2% rispetto alla produzione idroelettrica nell'anno 2011).

Analizzando nel complesso la variazione del mix di produzione nell'ambito della GD-10 MVA nel periodo compreso tra l'anno 2004 e l'anno 2012 (figura 4.1), si nota in particolare, nell'anno 2011 e nell'anno 2012, la crescita della produzione da biomasse, biogas e bioliquidi e soprattutto la crescita 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 2012, del numero totale di impianti installati in GD-10 MVA 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-10 MVA per le singole tipologie impiantistiche (impianti idroelettrici, termoelettrici, eolici e fotovoltaici).

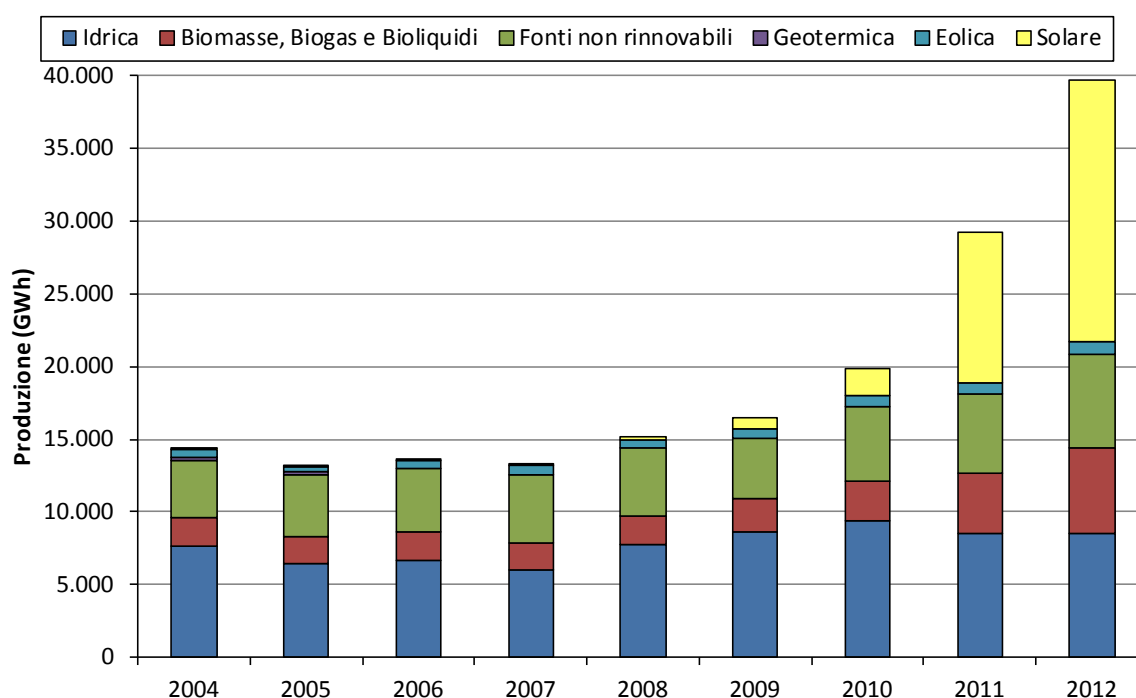


Figura 4.1: Produzione lorda di GD-10 MVA per le diverse fonti dall'anno 2004 all'anno 2012

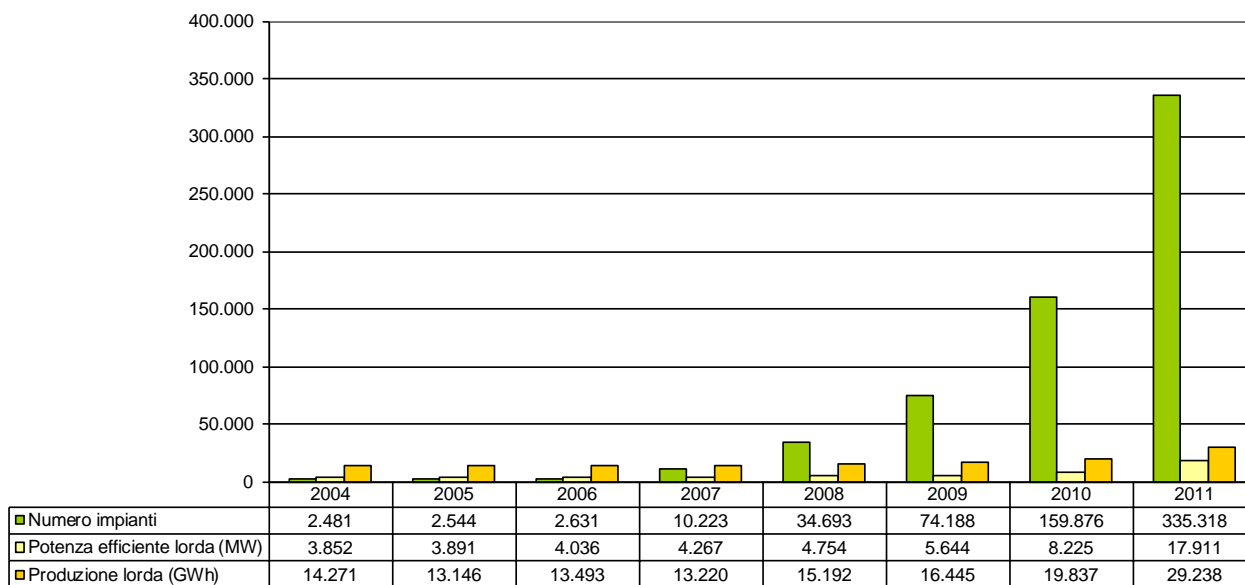


Figura 4.2: Numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda di GD-10 MVA dall'anno 2004 all'anno 2012

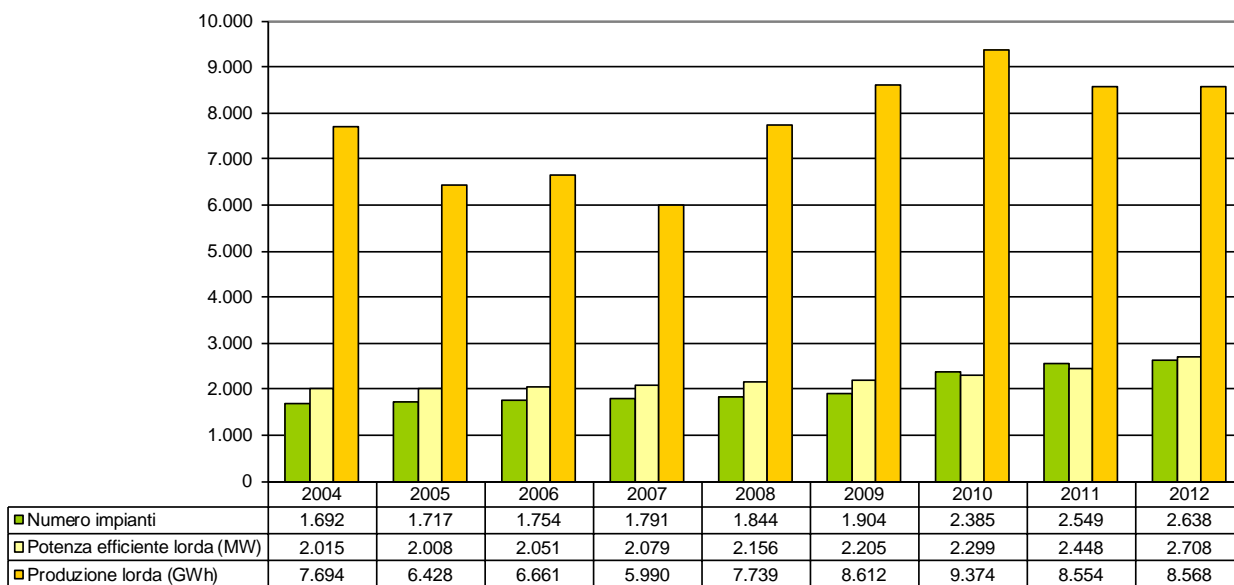


Figura 4.3: Impianti idroelettrici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di GD-10 MVA dall'anno 2004 all'anno 2012

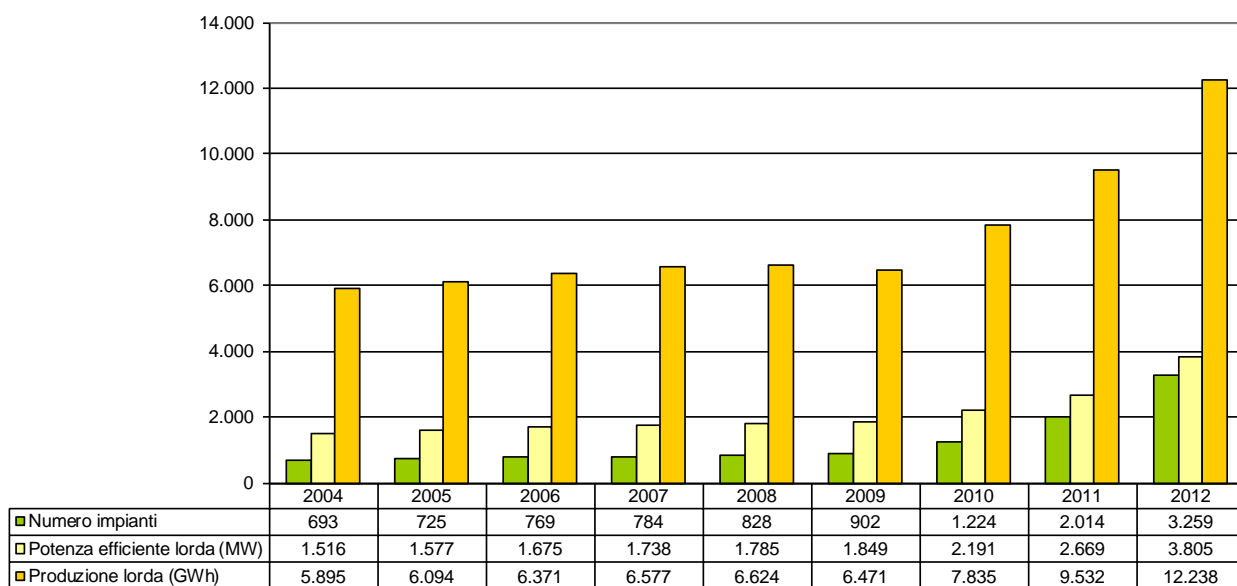


Figura 4.4: Impianti termoelettrici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di GD-10 MVA dall'anno 2004 all'anno 2012

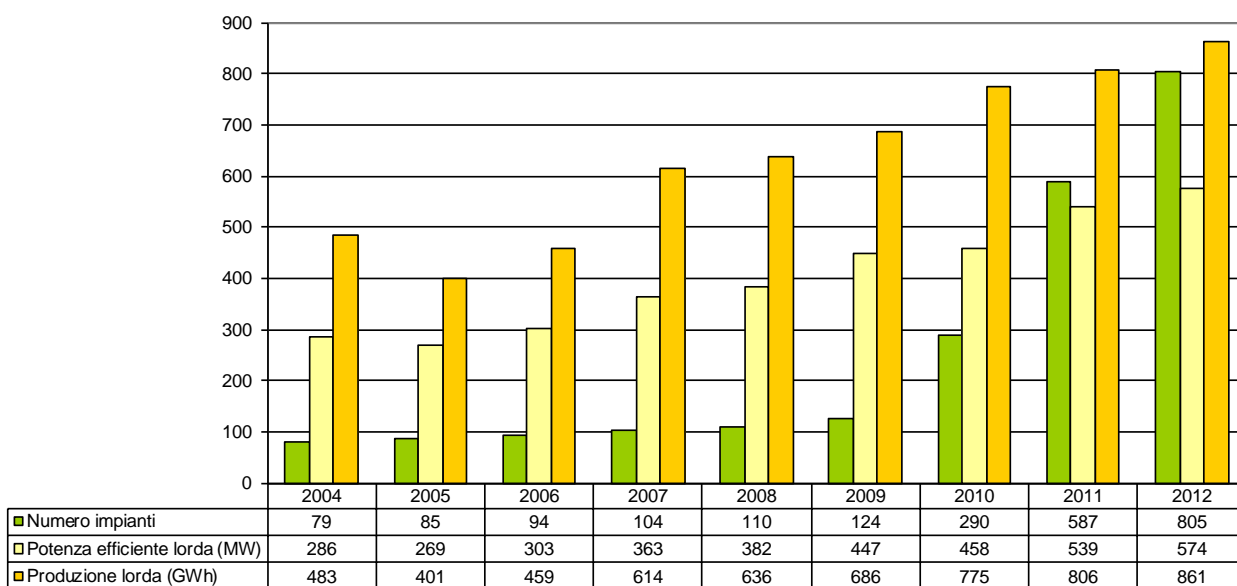


Figura 4.5: Impianti eolici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di GD-10 MVA dall'anno 2004 all'anno 2012

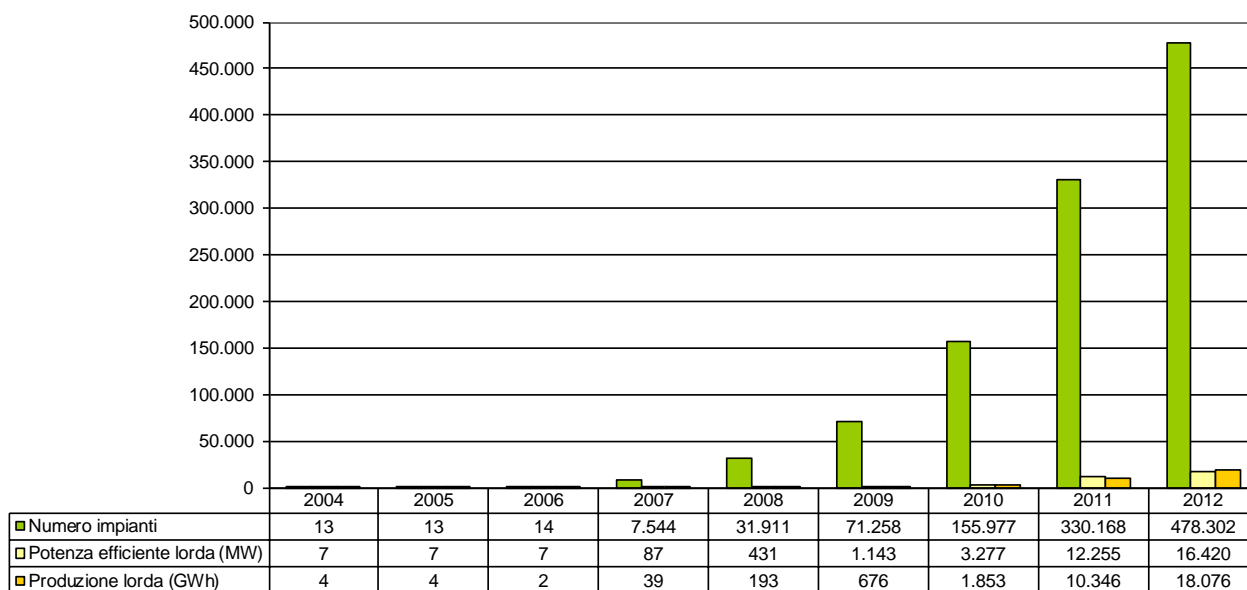


Figura 4.6: Impianti fotovoltaici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di GD-10 MVA dall'anno 2004 all'anno 2012

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-10 MVA e il numero degli impianti (potenza media installata per impianto) si è ridotto da 1.553 kW/impianto nell'anno 2004, passando a 417 kW/impianto nell'anno 2007 e a 51 kW/impianto nell'anno 2010, fino a 48 kW/impianto nell'anno 2012.

Conseguentemente, il rapporto tra la produzione di energia elettrica lorda da impianti di GD-10 MVA e il numero degli impianti (produzione media per impianto) si è ridotto da 5.572 MWh/impianto nell'anno 2004, passando a 1.293 MWh/impianto nell'anno 2007 e a 124 MWh/impianto nell'anno 2010, fino a 82 MWh/impianto nell'anno 2012.

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 2012 con gli anni precedenti, 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-10 MVA.

Analizzando nello specifico lo sviluppo della PG in termini assoluti, nell'ultimo anno l'incremento del numero di impianti rispetto all'anno 2011 è stato pari a 149.464 nuovi impianti installati, per lo più imputabile allo sviluppo degli impianti fotovoltaici (+148.057 impianti rispetto agli impianti fotovoltaici installati nell'anno 2011) e a seguire degli impianti termoelettrici (+1.142 impianti rispetto agli impianti termoelettrici installati nell'anno 2011), degli impianti eolici (+233 impianti rispetto agli impianti eolici installati nell'anno 2011) e degli impianti idroelettrici (+32 impianti rispetto agli impianti idroelettrici installati nell'anno 2011).

Analizzando nello specifico lo sviluppo della PG in termini percentuali, nell'ultimo anno l'incremento del numero di impianti rispetto all'anno 2011 è stato pari al 44,9%, con un elevato aumento nel caso del numero degli impianti termoelettrici (+84,2% rispetto agli impianti termoelettrici installati nell'anno 2011) e a seguire degli impianti eolici (+48,6% impianti rispetto agli impianti eolici installati nell'anno 2011), degli impianti fotovoltaici (+45% rispetto agli impianti fotovoltaici installati nell'anno 2011) e degli impianti idroelettrici (+1,7% rispetto agli impianti idroelettrici installati nell'anno 2011).

L'incremento della potenza installata della PG in termini assoluti rispetto all'anno 2011 è stato pari a 4.198 MW, dovuto principalmente agli impianti fotovoltaici (+3.372 MW rispetto alla potenza fotovoltaica installata nell'anno 2011), a seguire agli impianti termoelettrici (+722 MW rispetto alla potenza termoelettrica installata nell'anno 2011, in prevalenza relativa a impianti termoelettrici alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi) e in parte residuale agli impianti eolici (+80 MW rispetto alla potenza eolica installata nell'anno 2011) e agli impianti idroelettrici (+24 MW rispetto alla potenza idroelettrica installata nell'anno 2011).

L'incremento della potenza installata della PG in termini percentuali rispetto all'anno 2011 è stato pari al 38,5%, con un elevato incremento della potenza installata degli impianti eolici (+108,1% rispetto alla potenza eolica installata nell'anno 2011) e degli impianti termoelettrici (+106,2% rispetto alla potenza termoelettrica installata nell'anno 2011), a seguire degli impianti fotovoltaici (+35,2% rispetto alla potenza fotovoltaica installata nell'anno 2011) e in parte residuale degli impianti idroelettrici (+4,2% rispetto alla potenza idroelettrica installata nell'anno 2011).

L'incremento della produzione di energia elettrica della PG in termini assoluti è stato pari 7.445 GWh, da imputare principalmente agli impianti fotovoltaici (+5.927 GWh rispetto alla produzione fotovoltaica nell'anno 2011), a seguire agli impianti termoelettrici (+1.534 GWh rispetto alla produzione termoelettrica nell'anno 2011) e in parte residuale agli impianti eolici (+90 GWh rispetto alla produzione eolica nell'anno 2011), mentre la produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici si è ridotta (-106 GWh rispetto alla produzione idroelettrica nell'anno 2011).

L'incremento della produzione di energia elettrica della PG in termini percentuali è stato pari al 57,8%, con un elevato incremento nel caso degli impianti eolici (+116,9% rispetto alla produzione eolica nell'anno 2011), e a seguire degli impianti fotovoltaici (+72,6% rispetto alla produzione fotovoltaica nell'anno 2011) e degli impianti termoelettrici (+62,5% rispetto alla produzione termoelettrica nell'anno 2011), mentre la produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici ha presentato una riduzione (-4,8% rispetto alla produzione idroelettrica nell'anno 2012).

Analizzando nel complesso la variazione del mix di produzione nell'ambito della PG nel periodo compreso tra l'anno 2004 e l'anno 2012 (figura 4.7), si nota in particolare, nell'anno 2011 e nell'anno 2012, la crescita della produzione da biomasse, biogas e bioliquidi e soprattutto la crescita 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 2012, 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).

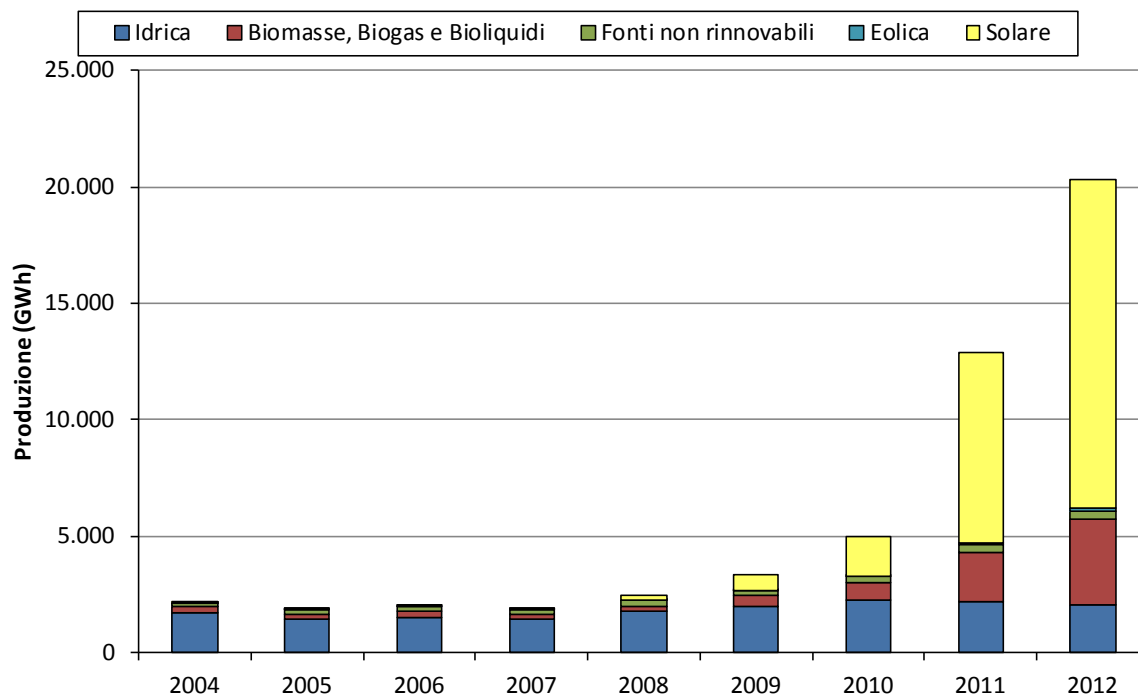


Figura 4.7: Produzione lorda di PG per le diverse fonti dall'anno 2004 all'anno 2012

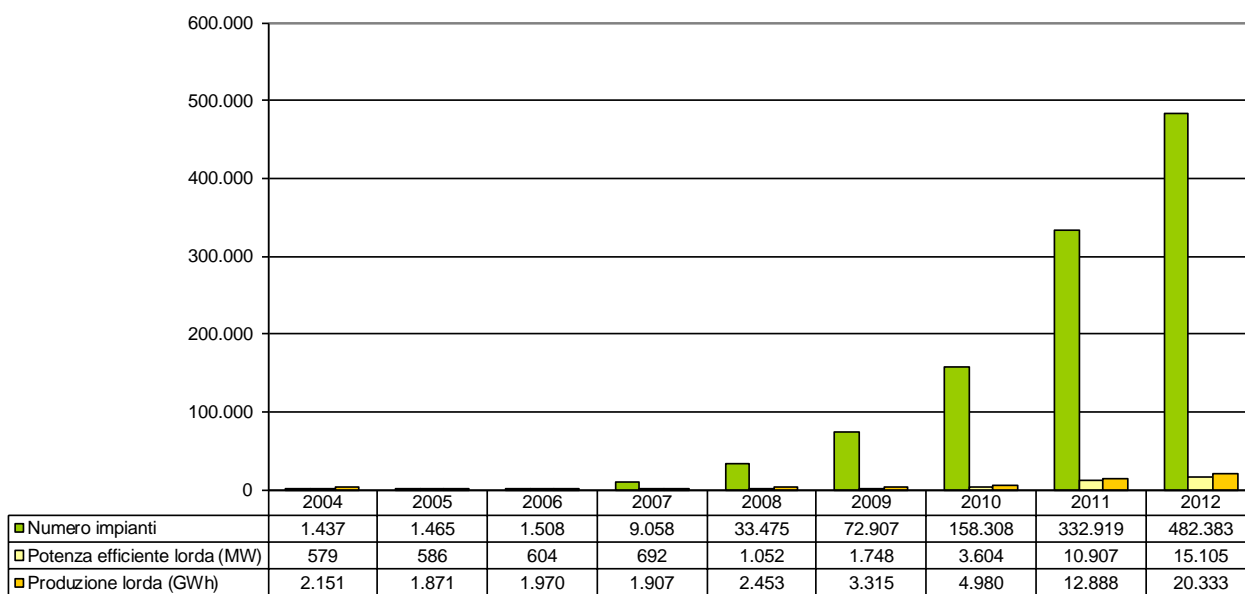


Figura 4.8: Numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda di PG dall'anno 2004 all'anno 2012

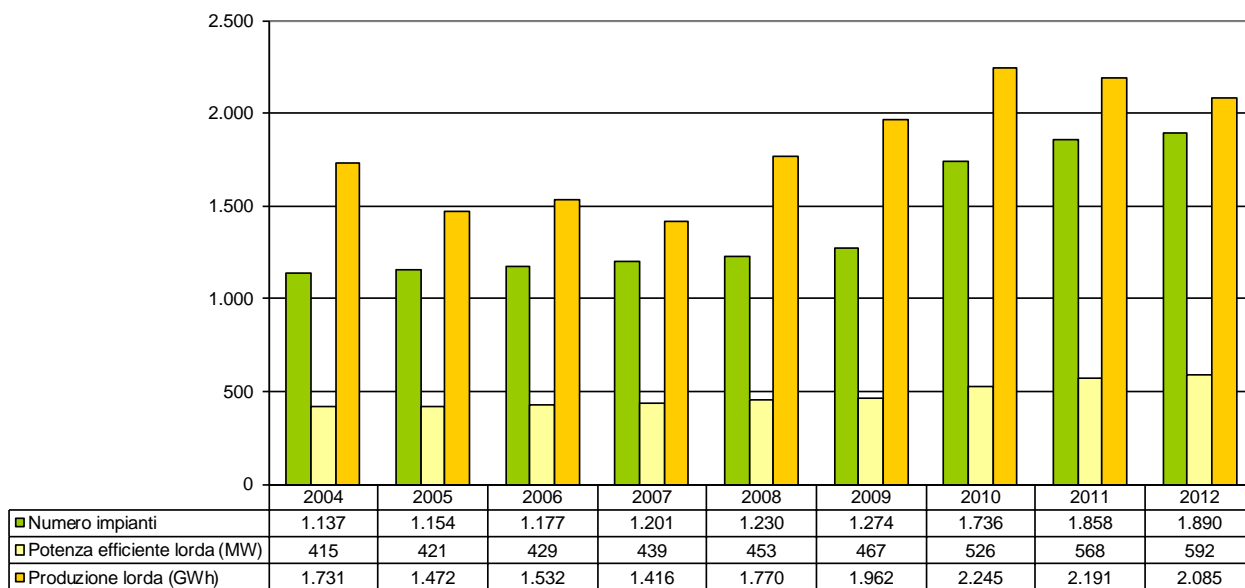


Figura 4.9: Impianti idroelettrici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di PG dall'anno 2004 all'anno 2012

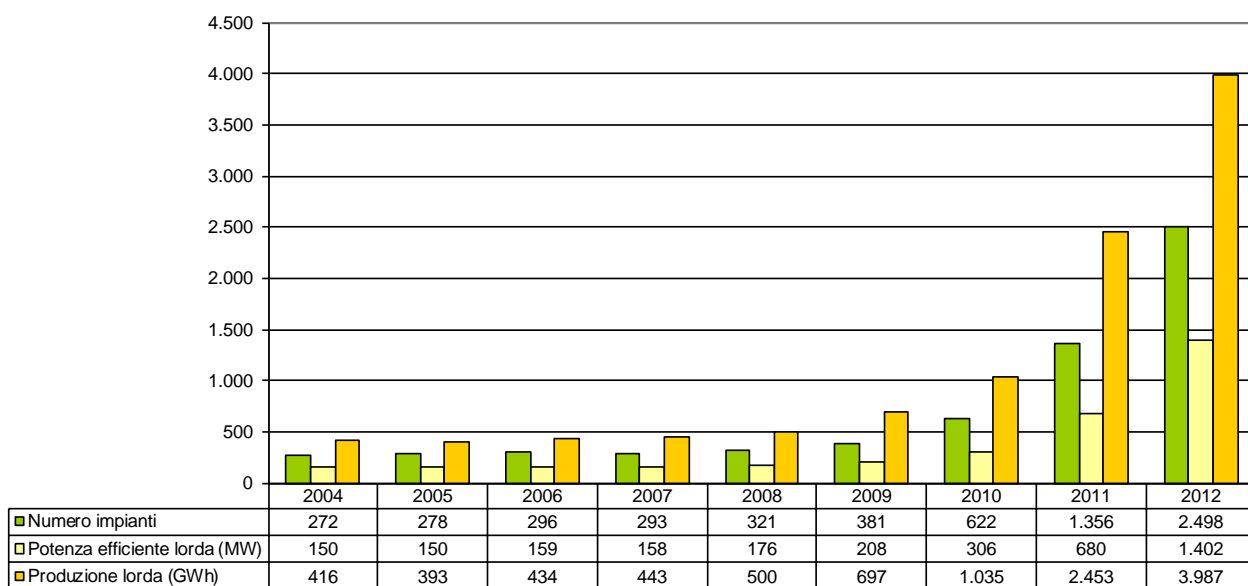


Figura 4.10: Impianti termoelettrici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di PG dall'anno 2004 all'anno 2012

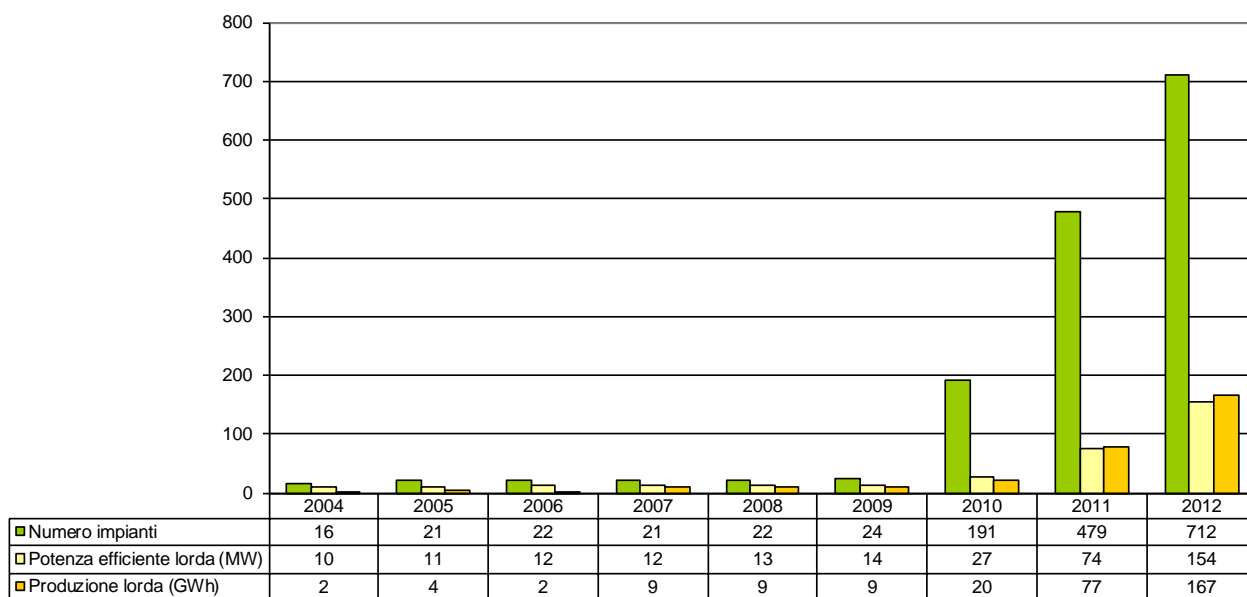


Figura 4.11: Impianti eolici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di PG dall'anno 2004 all'anno 2012

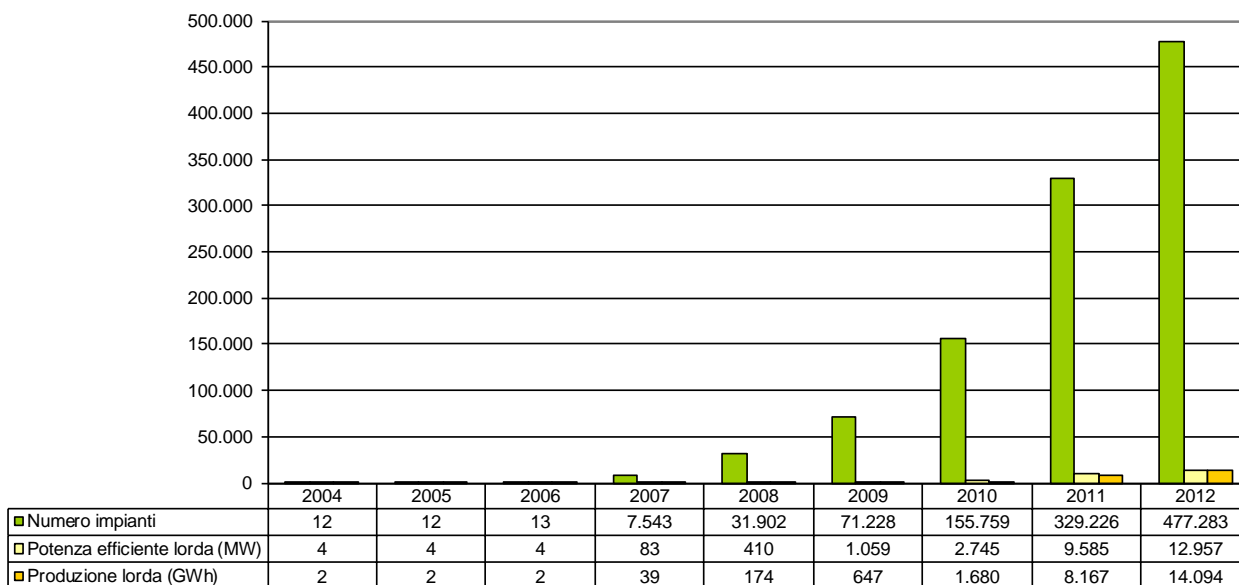


Figura 4.12: Impianti fotovoltaici (numero impianti, potenza efficiente lorda e produzione lorda) di PG dall'anno 2004 all'anno 2012

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 403 kW/impianto nell'anno 2004, passando a 76 kW/impianto nell'anno 2007 e a 23 kW/impianto nell'anno 2010, con un leggero aumento fino a 33 kW/impianto nell'anno 2011 e a 31 kW/impianto nell'anno 2012.

Conseguentemente, 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 1.497 MWh/impianto nell'anno 2004, passando a 311 MWh/impianto nell'anno 2007 e a 31 MWh/impianto nell'anno

2010, con un leggero aumento fino a 39 MWh/impianto nell'anno 2011 e a 42 MWh /impianto nell'anno 2012.

Le informazioni sopra riportate evidenziano, come riscontrato nella GD-10 MVA, che i nuovi impianti installati in PG, principalmente fotovoltaici, sono di taglia maggiormente ridotta rispetto agli anni precedenti (con un leggero aumento della taglia media negli anni 2011 e 2012).